



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO  
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA – DSE

THIAGO PIERONI

APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO PARA MELHORIA  
DA RESPOSTA DE FREQUÊNCIA EM SEE COM ALTA PENETRAÇÃO DE  
ENERGIA EÓLICA

*APPLICATION OF STORAGE DEVICES TO IMPROVE THE FREQUENCY  
RESPONSE IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS WITH HIGH WIND ENERGY  
PENETRATION*

CAMPINAS  
2018



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO  
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E ENERGIA – DSE

THIAGO PIERONI

**APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO PARA MELHORIA DA  
RESPOSTA DE FREQUÊNCIA EM SEE COM ALTA PENETRAÇÃO DE ENERGIA  
EÓLICA**

***APPLICATION OF STORAGE DEVICES TO IMPROVE THE FREQUENCY  
RESPONSE IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS WITH HIGH WIND ENERGY  
PENETRATION***

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

*Master dissertation presented to the Electrical Engineering Postgraduation Program of the School of Engineering Electrical of the University of Campinas to obtain the M.Sc grade in Engineering Electrical, in field of Electrical Energy.*

**Orientador: Prof. Dr. Daniel Dotta**

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO  
DEFENDIDA PELO ALUNO THIAGO PIERONI  
E ORIENTADO PELO PROF. DR. DANIEL DOTTA

**CAMPINAS  
2018**

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

P613a Pieroni, Thiago, 1989-  
Aplicação de dispositivos de armazenamento para melhoria da resposta de frequência em SEE com alta penetração de energia eólica / Thiago Pieroni. – Campinas, SP : [s.n.], 2018.

Orientador: Daniel Dotta.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Curvas de frequência. 2. Energia - Armazenamento. 3. Baterias. 4. Energia eólica. 5. Controlabilidade. I. Dotta, Daniel, 1978-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Application of storage devices to improve the frequency response in electrical power systems with high wind energy penetration

**Palavras-chave em inglês:**

Frequency curves

Energy - Storage

Batteries

Wind energy

Controllability

**Área de concentração:** Energia Elétrica

**Titulação:** Mestre em Engenharia Elétrica

**Banca examinadora:**

Daniel Dotta [Orientador]

Mauricio Barbosa de Camargo Salles

Marcos Julio Rider Flores

**Data de defesa:** 31-01-2018

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Elétrica

## **COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Candidato:** Thiago Pieroni

**RA:** 161548

**Data da Defesa:** 31 de janeiro de 2018

**Título da Dissertação:** “Aplicação de Dispositivos de Armazenamento para Melhoria da Resposta de Frequência em SEE com Alta Penetração de Energia Eólica”

Prof. Dr. Daniel Dotta (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Mauricio Barbosa de Camargo Salles (Universidade de São Paulo)

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente aos meus pais, José e Irani, pela oportunidade e incentivo que me deram com os estudos para que eu chegasse até o curso de mestrado na Unicamp, e pelos auxílios e compreensão nos momentos de dificuldades.

Agradeço também ao meu irmão, Bruno, pelos auxílios e compreensão nos momentos difíceis nesta fase de estudos.

Gostaria de agradecer aos meus amigos Ricardo e Vinícius, que estiveram ao meu lado desde o início do curso e me auxiliaram bastante durante os estudos nas disciplinas cursadas no primeiro semestre do mestrado.

Agradeço aos meu amigo Rafael, pelo auxílio com o seu modelo implementado do parque eólico, que foi fundamental no desenvolvimento deste trabalho, e por toda a ajuda oferecida durante os estudos da minha pesquisa. Também sou grato ao meu amigo Marcelo por todo o auxílio e sugestões oferecidos nos estudos deste trabalho de mestrado.

Agradeço a todos os professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da Unicamp, pelos conhecimentos transmitidos. Em especial, agradeço ao meu orientador Daniel Dotta por todo o conhecimento, dedicação, auxílio e paciência, que foram fundamentais durante o desenvolvimento deste trabalho de mestrado, até a conclusão do mesmo. Agradeço também de forma especial ao professor Walmir de Freitas Filho, pela oportunidade que me concedeu para ingressar no curso de mestrado e pela orientação durante o primeiro semestre do curso, além do auxílio com os seus conhecimentos transmitidos.

Gostaria de agradecer também aos meus amigos dos laboratórios da FEEC pela amizade, por toda a ajuda oferecida e por serem grandes companheiros nesta caminhada ao longo do mestrado.

Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo auxílio financeiro.

Por fim, agradeço à Deus por me dar forças e sabedoria nesta caminhada até o final do curso de mestrado.

## RESUMO

Nos últimos anos, verifica-se a necessidade de incorporação de novas fontes de geração nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE). Nesta conjuntura, devido à crescente preocupação com o meio ambiente, o incentivo para o aumento da produção de energia renovável vem crescendo e as fontes de energia eólica ganham forte impulso. Um dos principais desafios relacionados à geração intermitente é a baixa inércia desse tipo de geração, visto que a baixa inércia deixa o sistema elétrico vulnerável à perdas de geração associadas à transitórios de sub-frequência. Outro desafio importante é o controle de frequência, que é projetado para corrigir os desvios de frequência causados por variações na carga/geração.

Neste trabalho é proposto um estudo sobre a aplicabilidade de dispositivos de armazenamento do tipo baterias para a melhoria do desempenho dinâmico de Sistemas de Energia Elétrica com alta penetração de geração eólica, com foco no controle de frequência. O modelo do SEE em estudo neste trabalho é um sistema-teste de 11 barras com duas áreas de operação, constituído de quatro geradores síncronos compostos por turbinas térmicas a vapor. O sistema é implementado no *MATLAB/Simulink* e, antes de realizar testes com a conexão da bateria, a rede em análise é implementada também no ANAREDE/ANATEM e no *Power System Toolbox (PST)*, e validada com essas duas plataformas de simulação. Posteriormente, o SEE é adaptado com participação da geração eólica no lugar de uma das turbinas térmicas. A bateria e a geração eólica também são implementadas no *MATLAB/Simulink*. São feitos estudos com diversas configurações de conexão da bateria no sistema, de forma a identificar os melhores resultados para a aplicação do dispositivo no auxílio do controle de frequência. Os estudos são divididos em etapas de análise de estabilidade a pequenas perturbações com autovalores, e realização de simulações não-lineares com aplicação de distúrbios do tipo aumento de carga. Adicionalmente, uma metodologia para a alocação de baterias com foco na melhoria da resposta de frequência do sistema é proposta.

As análises de controlabilidade indicam que o melhor barramento para conexão de uma bateria no SEE é a barra 1, e para a alocação de duas baterias são as barras 1 e 4. As simulações não-lineares mostraram coerência com a maioria dos resultados das análises de afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*), em relação às análises de controlabilidade com autovalores para as alocações de baterias, considerando a frequência do *COI* e a frequência média.

As principais contribuições deste trabalho podem ser resumidas em: a) Abordagem sistemática na identificação dos pontos de conexões mais eficazes para uma e duas baterias, visando a resposta de frequência inercial do SEE; b) Diferente de outros trabalhos apresentados na literatura, neste trabalho, os estudos são realizados utilizando modelos completos que melhoram a análise; c) Todos os resultados obtidos são validados usando a simulação não-linear no domínio do tempo.

**Palavras-chave:** Controle de frequência. Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias. Geração eólica. Modo de regulação de frequência. Controlabilidade.

## **ABSTRACT**

*In recent years, there is a need to incorporate new generation sources into the Electrical Power Systems (EPS). At this juncture, due to the growing concern with the environment, the incentive to increase the sustainable energy production is growing and wind energy sources are gaining momentum. One of the main challenges related to intermittent generation is the low inertial content of this type of generation, since the low inertia leaves the electrical system vulnerable to generation losses associated with the sub-frequency transients. Another important challenge is frequency control, which is designed to correct the frequency deviations caused by variations in load / generation.*

*This work proposes a study on the applicability of battery type storage devices for the improvement of the dynamic performance of Electrical Power Systems with high penetration of wind generation, focusing on frequency control. The ESS model studied in this work is an 11 bar test system with two operating areas, consisting of four synchronous generators composed of steam thermal turbines. The system is implemented in MATLAB / Simulink, and before testing the battery connection, the network under analysis is also implemented in ANAREDE / ANATEM and Power System Toolbox (PST), and validated with these two simulation platforms. Subsequently, the ESS is adapted with the participation of wind generation in place of one of the thermal turbines. The battery and Wind Generation are also implemented in MATLAB/Simulink. Studies are done with several configurations of battery connection in the system, in order to identify the best results for the application of the device in the frequency control assistance.*

*The studies are divided into stages of small-signal stability assessment using eigenvalues, and non-linear simulations with application of disturbances of the type increase of load. In addition, a methodology for the allocation of batteries focused on improving the system frequency response is proposed.*

*The controllability analysis with eigenvalues indicated that the best bus for the connection of one BESS in the system is the bus 1 and, for the connection of two BESS in the system, the best configuration is the allocation of the batteries at buses 1 and 4. The nonlinear simulations showed coherence for most of the results of the frequency Nadir analysis, in relation to the controllability analysis with eigenvalues for the BESS allocations, considering the behavior of the frequency of COI and average frequency.*



*The main contributions of this work can be summarized as follows: a) Systematic approach on identifying of the most effective connection points for one and two batteries aiming the inertial power system frequency response; b) Different from other works presented in the literature, in this paper, the studies are carried out using full models improving the analysis; c) All the obtained results are validated using nonlinear time-domain simulation.*

**Keywords:** *Frequency control. Battery Energy Storage Systems (BESS). Wind generation. Frequency regulation mode. Controllability.*

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo (adaptado de <i>Global Wind Statistics 2017 - GWEC</i> [5]).	18
<b>Figura 1.2</b> – Países com maiores capacidades instaladas de Geração Eólica (adaptado de <i>Global Wind Statistics 2017 - GWEC</i> [5]).	19
<b>Figura 1.3</b> – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil (adaptado de ABEEólica [6] [7] [8]).	19
<b>Figura 2.1</b> – Curva característica de regulação primária ( <i>droop</i> ) [4].	27
<b>Figura 2.2</b> – Regulação inercial e regulação primária (adaptado de [4]).	28
<b>Figura 2.3</b> – Representação das malhas de controle de frequência primário e secundário em diagrama de blocos (adaptado de [34]).	29
<b>Figura 2.4</b> – Representação em diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com quatro turbinas térmicas.	30
<b>Figura 2.5</b> – Comparação de resultados entre as plataformas de simulações: (a) ANATEM/ANAREDE e <i>MATLAB/Simulink</i> ; (b) PST e <i>MATLAB/Simulink</i> .	31
<b>Figura 2.6</b> – Representação em diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com a substituição da turbina térmica conectada na barra 4 por um parque eólico.	32
<b>Figura 2.7</b> – Diagrama resumido da modelagem do parque eólico [38].	33
<b>Figura 2.8</b> – Representação em diagrama de blocos do SEE implementado em <i>MATLAB/Simulink</i> .	35
<b>Figura 2.9</b> – Rede do sistema, em detalhes.	36
<b>Figura 3.1</b> – Representação do modelo simplificado da bateria em diagrama de blocos, implementado no <i>MATLAB/Simulink</i> (adaptado de [28]).	38
<b>Figura 3.2</b> – Esquema de bateria (modelo detalhado) conectada à rede (adaptado de [28]).	40
<b>Figura 3.3</b> – Esquema da associação entre a bateria e o conversor <i>boost</i> [45].	42
<b>Figura 3.4</b> – Representação do modelo detalhado da bateria organizado em blocos, implementado no <i>MATLAB/Simulink</i> .	43
<b>Figura 3.5</b> – Subsistema do bloco <i>Controle da Bateria</i> (adaptado de [28]).	43
<b>Figura 3.6</b> – (a) Função de transferência relativa à Equação 3.1; (b) Função de transferência relativa à Equação 3.2.	44
<b>Figura 3.7</b> – Subsistema do bloco <i>Bateria</i> .	46

<b>Figura 3.8</b> – Subsistema do bloco <i>Controle do Conversor de Fonte de Tensão</i> (adaptado de [28]).	47
<b>Figura 3.9</b> – Bloco interno <i>PLL</i> , em detalhes [28].	47
<b>Figura 3.10</b> – Subsistema do bloco <i>Conversor de Fonte de Tensão</i> (adaptado de [28]).	48
<b>Figura 3.11</b> – Bloco interno ao subsistema <i>Máquinas Elétricas</i> , com indicação do sinal de entrada ( $T_m$ ) para a análise controlabilidade.	50
<b>Figura 3.12</b> – Bloco <i>Turbina-Rotor (2 Massas)</i> , interno ao subsistema <i>Parque Eólico</i> , com indicação de sinal de entrada ( $T_{m\_eol}$ ) para a análise de controlabilidade.	50
<b>Figura 3.13</b> – Identificação dos grupos de autovalores com parte real no intervalo $(-3, 0)$ que variam com a alteração do <i>droop</i> .	52
<b>Figura 3.14</b> – Cálculo das distâncias entre os autovalores.	52
<b>Figura 4.1</b> – Autovalores com parte real no intervalo $(-3, 0)$ , com destaque para os grupos que mais variam com a alteração no <i>droop</i> .	57
<b>Figura 4.2</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Frequência média.	59
<b>Figura 4.3</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Frequência média.	60
<b>Figura 4.4</b> – Autovalores com parte real no intervalo $(-3, 0)$ , com destaque para os grupos que mais variam com a alteração no <i>droop</i> .	61
<b>Figura 4.5</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Frequência média.	63
<b>Figura 4.6</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Frequência média.	64
<b>Figura 4.7</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Frequência média; (c) Estado de carga para uma bateria no SEE; (d) Estado de carga para duas baterias no SEE.	65
<b>Figura 4.8</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Frequência média; (c) Estado de carga para uma bateria no SEE; (d) Estado de carga para duas baterias no SEE.	66
<b>Figura 4.9</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Estado de carga da bateria.	67
<b>Figura 4.10</b> – (a) Frequência do <i>COI</i> ; (b) Estado de carga da bateria.	68

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 4.1</b> – Tabela-resumo com os autovalores com parte real no intervalo $(-3, 0)$ que mais variam com as alterações no <i>droop</i> .....	58
<b>Tabela 4.2</b> – Análise de controlabilidade para os autovalores do modo selecionado na etapa (I).....	58
<b>Tabela 4.3</b> – Tabela-resumo com os autovalores com parte real no intervalo $(-3, 0)$ que mais variam com as alterações no <i>droop</i> .....	61
<b>Tabela 4.4</b> – Análise de controlabilidade para os autovalores do modo selecionado na etapa (I).....	62

## LISTA DE QUADROS

<b>Quadro 4.1</b> – Resumo dos resultados para a análise de controlabilidade com autovalores para a alocação de baterias no SEE. ....	69
<b>Quadro 4.2</b> – Resumo dos resultados para as simulações não-lineares, na análise do <i>Nadir</i> . ....	69

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEE	Sistemas de Energia Elétrica
GWEC	Global Wind Energy Council
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ONS	Operador Nacional do Sistema
SIN	Sistema Interligado Nacional
<i>BESSs</i>	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
CAG	Controle Automático de Geração
RV	Regulador de Velocidade
RAT	Regulador Automático de Tensão
ESP	Estabilizador de Sistema de Potência
<i>PST</i>	<i>Power System Toolbox</i>
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Track</i>
<i>PLL</i>	<i>Phase-Locked Loop</i>
<i>COI</i>	<i>Center of Inertia</i> (centro de inércia do sistema)
<i>ESSs</i>	<i>Energy Storage Systems</i>
<i>SoC</i>	<i>State of Charge</i> (estado de carga da bateria)
<i>DoD</i>	<i>Depth of Discharge</i> (profundidade de descarga da bateria)
<i>SoH</i>	<i>State of Health</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
CA	Corrente Alternada
<i>Nadir</i>	Afundamento de frequência na primeira oscilação

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
1.1 MOTIVAÇÃO .....	17
1.2 GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA .....	18
1.3 DESAFIOS DA GERAÇÃO INTERMITENTE .....	21
1.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS .....	22
1.4.1 Aplicações utilizando baterias .....	22
1.4.2 Revisão bibliográfica.....	23
1.5 OBJETIVO .....	24
1.6 CONTRIBUIÇÕES .....	25
1.7 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO .....	25
<b>2 MODELO DO SISTEMA E PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO .....</b>	<b>26</b>
2.1 INTRODUÇÃO .....	26
2.2 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA .....	26
2.2.1 Controle de Frequência Primário .....	26
2.2.2 Controle de Frequência Secundário .....	28
2.3 SISTEMA-TESTE DE 11 BARRAS .....	30
2.3.1 Sistema-teste com geração eólica.....	32
<b>3 MODELAGEM DA BATERIA E METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO .....</b>	<b>37</b>
3.1 INTRODUÇÃO .....	37
3.2 MODELO SIMPLIFICADO .....	37
3.3 MODELO DETALHADO.....	39
3.3.1 Descrição do modelo .....	39
3.3.2 Implementação do modelo no <i>MATLAB/Simulink</i> .....	42
3.4 METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DE BATERIAS .....	49
3.4.1 Abordagem da metodologia .....	51
3.4.2 Algoritmo.....	54
<b>4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....</b>	<b>56</b>
4.1 INTRODUÇÃO .....	56
4.2 ALOCAÇÃO DA PRIMERA BATERIA .....	57
4.2.1 Etapa (I): Identificação dos modos de regulação de frequência e seleção do modo de interesse .....	57
4.2.2 Etapa (II): Análise de controlabilidade do modo selecionado .....	58

4.2.3 Validação dos resultados através de simulações não-lineares .....	59
4.3 ALOCAÇÃO DA SEGUNDA BATERIA.....	60
4.3.1 Etapa (I): Identificação dos modos de regulação de frequência e seleção do modo de interesse.....	61
4.3.2 Etapa (II): Análise de controlabilidade do modo selecionado .....	62
4.3.3 Validação dos resultados através de simulações não-lineares .....	62
4.4 SIMULAÇÕES COMPLEMENTARES .....	64
4.4.1 Comparativo: uma e duas baterias no SEE .....	64
4.4.2 Teste incluindo o controle de frequência secundário (CAG) no gerador 3 ....	67
4.5 RESUMO DOS RESULTADOS .....	68
4.5.1. Alocação de baterias no SEE.....	68
<b>5 CONCLUSÕES, TRABALHOS FUTUROS E TRABALHOS PUBLICADOS .....</b>	<b>71</b>
5.1 CONCLUSÕES .....	71
5.2 TRABALHOS FUTUROS .....	72
5.3 TRABALHOS PUBLICADOS .....	73
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>74</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>78</b>
APÊNDICE A – INTRODUÇÃO SOBRE ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES EM SISTEMAS DE ENERGIA .....	79
APÊNDICE B – PARÂMETROS UTILIZADOS NA MODELAGEM DA BATERIA ....	84



## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 MOTIVAÇÃO

O incentivo à incorporação de fontes renováveis de geração nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE) tem como exemplo recente o objetivo da União Europeia de atender, com energia limpa, 20% da quantidade total de energia consumida pelo bloco até 2020 e 27% até 2030 [1]. Estados Unidos e China pretendem alcançar a meta de 20% para o atendimento da demanda total de energia com geração renovável até 2030 [2]. Recentemente, o Brasil também se comprometeu a expandir o uso doméstico de energia gerada por fontes renováveis, além da energia hídrica, para ao menos 23% da matriz elétrica até 2030 [3].

No Brasil, as restrições ambientais encontradas para a construção de novas usinas hidrelétricas na bacia amazônica e a preocupação com a segurança operacional das usinas nucleares, que por vezes impedem a construção de novos empreendimentos deste tipo, colocam o País como um potencial candidato para aumentar o parque de fontes de energia intermitentes, como eólica e solar.

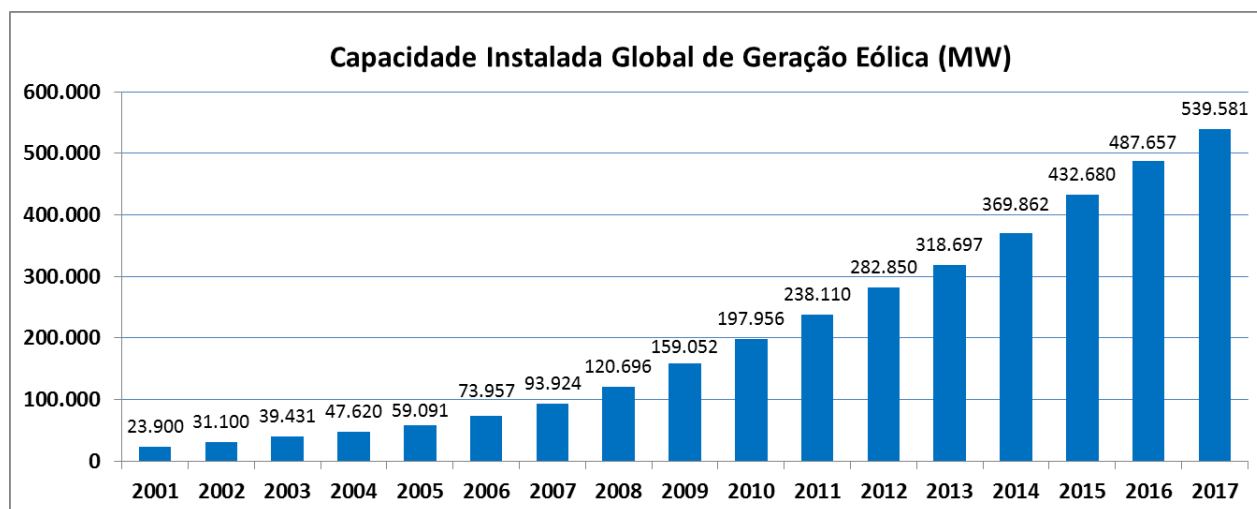
A perspectiva de crescimento da penetração da geração eólica nos sistemas de energia nos próximos anos se deve ao desenvolvimento da tecnologia de geradores eólicos e ao desenvolvimento da eletrônica de potência, que permitiram um avanço rápido da exploração da energia eólica [4].

Em muitos países, o crescente investimento em geração eólica acarreta o desligamento de plantas de geração convencional. Sabe-se que a geração convencional é muito importante para a resposta inercial e o controle de frequência, em virtude da inércia das massas girantes (rotores) dos geradores síncronos, que previnem variações súbitas de frequência quando há variações de potência. Sendo assim, o aumento da penetração da geração eólica leva a uma tendência de redução da inércia global do SEE, o que reduz a capacidade de controle de potência ativa ou frequência [4].

Dessa forma, o uso de tecnologias como os dispositivos de armazenamento do tipo baterias são uma alternativa na tentativa de melhorar o desempenho dinâmico dos sistemas de energia com alta penetração de geração eólica, com auxílio no controle de frequência.

## 1.2 GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

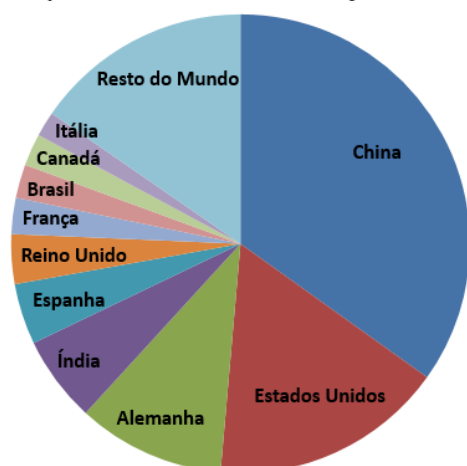
A Figura 1.1 mostra a evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo, com destaque para um crescimento mais acelerado nos últimos anos, mantendo a tendência de expansão.



**Figura 1.1** – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo (adaptado de *Global Wind Statistics 2017 - GWEC* [5]).

A Figura 1.2 ilustra a capacidade instalada nos dez países com maior geração de energia eólica no mundo e também a parcela referente à geração eólica do conjunto dos demais países. A China se destaca com aproximadamente 188,2 GW de capacidade instalada, representando mais de um terço da capacidade instalada global. Estados Unidos, Alemanha, Índia e Espanha também contam com uma grande capacidade instalada de geração eólica [5].

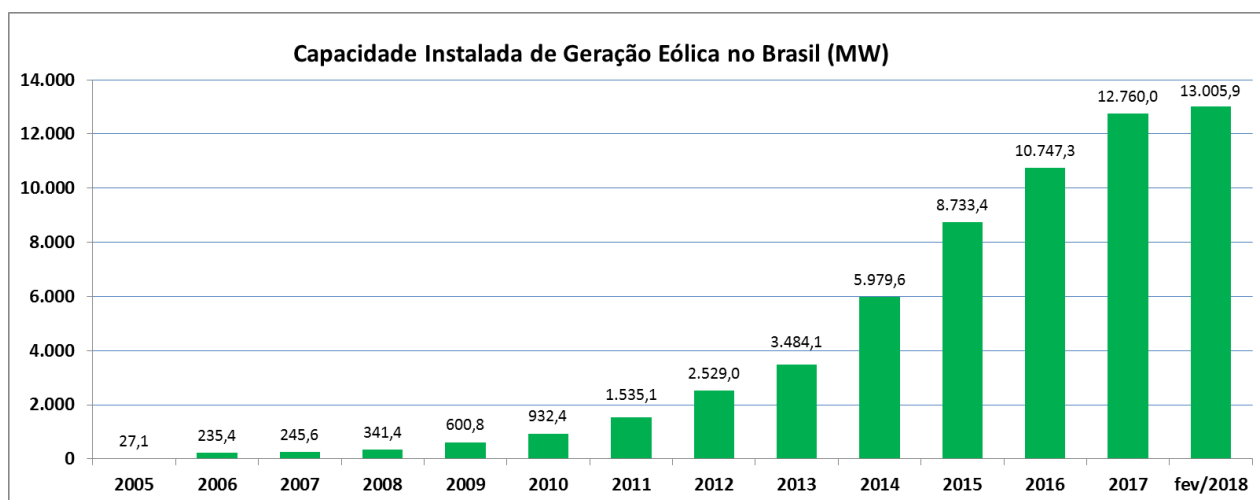
Capacidade Instalada de Geração Eólica



País	MW	%
China	188.232	34,9
Estados Unidos	89.077	16,5
Alemanha	56.132	10,4
Índia	32.848	6,1
Espanha	23.170	4,3
Reino Unido	18.872	3,5
França	13.759	2,5
Brasil	12.760	2,4
Canadá	12.239	2,3
Itália	9.479	1,8
Resto do Mundo	83.008	15,4

**Figura 1.2** – Países com maiores capacidades instaladas de Geração Eólica (adaptado de *Global Wind Statistics 2017 - GWEC* [5]).

De acordo com a Figura 1.3, a geração de energia eólica no Brasil apresentou uma evolução considerável ao longo dos últimos anos, com um crescimento exponencial expressivo, alcançando uma capacidade instalada de 13.005,9 MW em fevereiro de 2018 [6], com tendência de crescimento para os próximos anos.



**Figura 1.3** – Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil (adaptado de ABEEólica [6] [7] [8]).

Fatores que vêm contribuindo para a entrada de fontes renováveis como a geração eólica na matriz energética brasileira são a redução dos custos dos equipamentos para estes tipos de geração, as políticas de incentivo e de financiamento e a existência de leilões de energia para as fontes de geração sustentáveis [9].

De acordo com o Boletim Anual de Geração Eólica 2016, da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) [7], considerando as fontes de geração de energia elétrica no país, foram instalados 9,43 GW de potência em 2016, sendo este crescimento liderado principalmente pelas fontes hidrelétrica e eólica. Neste cenário, a fonte de geração eólica já alcança 7,1% de participação na matriz elétrica brasileira [7]. Segundo [9], apesar do mercado de energia eólica continuar crescendo, o setor elétrico tem diversos desafios pela frente, além da crise econômica e da redução da demanda por energia. O ano de 2016 foi o primeiro ano, desde 2009, a não realizar um leilão para a fonte de geração eólica, o que deve gerar um impacto sobre a indústria do setor.

Um dos principais desafios associados a conexão da geração eólica em SEE está na capacidade de controle de potência ativa e no controle de frequência por parte dos geradores eólicos. A grande maioria dos geradores eólicos atuais utilizam máquinas de indução de velocidade variável conectadas à rede através de conversores eletrônicos, sendo que a utilização desses conversores leva a um desacoplamento entre a frequência da máquina e a frequência do sistema, e isso faz com que os geradores não respondam as oscilações ou perturbações ocorridas no sistema. Deste modo, é necessária a utilização de controles que permitam que os geradores eólicos participem do controle de frequência do SEE [4].

O Operador Nacional do Sistema (ONS), órgão responsável pelos Procedimentos de Rede do Sistema Interligado Nacional (SIN), revisou o submódulo 3.6, com o objetivo de aprimorar os requisitos técnicos mínimos para a conexão de centrais geradoras eólicas, de forma a garantir que o aumento da conexão da geração eólica não comprometa as condições de segurança do sistema. Um dos principais pontos revisados se refere ao comportamento de geradores eólicos em situações de desvio de frequência em relação à frequência nominal (subfrequência ou sobrefrequência), causadas por perturbações no SEE. Na revisão dos Procedimentos de Rede consta que as centrais geradoras eólicas deverão apresentar controles sensíveis a variações de frequência, com função semelhante à contribuição inercial provida pelos geradores convencionais durante a ocorrência de desvios de frequência no sistema. Tal recurso, denominado de inércia sintética, é exigido por operadores de sistemas de energia em vários países, principalmente na Europa, onde há grande capacidade instalada de geração eólica [4].

Outro recurso que vêm sendo solicitado por diversos operadores de SEE é o desenvolvimento do controle de potência ativa dos geradores eólicos, a fim de contornar os problemas relacionados ao aumento da sua penetração. Trata-se de uma estratégia de controle de frequência primário, que opera com uma reserva de potência ativa, denominada *deload*

*mode*. A reserva de energia pode ser obtida através do controle de ângulo de passo das pás da turbina ou operando o gerador com uma velocidade do rotor diferente da velocidade ótima de geração. Deste modo, em situações de desbalanço entre a geração e a carga, as plantas eólicas serão capazes de fornecer uma quantidade adicional de potência ativa, proporcional ao desvio de frequência do SEE. A principal desvantagem da estratégia do controle de frequência primário em geradores eólicos é a necessidade de redução da capacidade de geração do mesmo em torno de 20%, ou seja, o gerador não irá operar no ponto máximo de extração de energia do vento [10].

### 1.3 DESAFIOS DA GERAÇÃO INTERMITENTE

Entre os principais desafios relacionados a geração intermitente, pode-se citar:

- A própria intermitência, visto que a disponibilidade das fontes intermitentes de energia, como, por exemplo, a geração eólica e solar, é altamente influenciada por mudanças meteorológicas;
- A modelagem de fontes de geração intermitente, pois a tecnologia nesta área está em constante evolução e, como consequência, não há padrões estabelecidos em termos de modelagem e controle dessas fontes;
- Os custos da intermitência. Dado as características da geração intermitente, baixa inércia e confiabilidade do suprimento, verifica-se um aumento nos custos de operação, pois é necessário fazer uma provisão adicional de reserva girante para atender a carga de pico com a confiabilidade e a margem de segurança desejada [11];
- A baixa inércia, que pode deixar o sistema elétrico vulnerável à perdas de geração associadas à transitórios de sub-frequência;
- O controle de frequência, que é projetado para corrigir desvios de frequência causados por variações na carga/geração.

Variações abruptas da geração intermitente podem estar relacionadas a alterações climáticas como flutuações na força do vento ou irradiação solar, bem como distúrbios inerentes à operação do SEE. Manter o balanço carga-geração sem comprometer os requisitos

de operação de frequência mostra-se como um dos maiores desafios para a operação dos SEE do futuro.

## 1.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

### 1.4.1 Aplicações utilizando baterias

Os Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria (*Battery Energy Storage Systems – BESSs*) possuem aplicações na geração, transmissão e distribuição em SEE, além de aplicações em serviços ao cliente.

Na geração, os *BESSs* são uma alternativa de suporte às fontes de energia renováveis intermitentes, como a eólica e solar, pois essa tecnologia pode suprir os períodos de intermitência [12]. Na transmissão, uma das aplicações com as baterias é o auxílio na estabilidade de frequência através da potência ativa. As usinas de geração térmica e hidráulica não conseguem atender a demanda esperada para o balanço energético a todo momento. Dessa forma, fornecedores alternativos, como os *BESSs*, podem auxiliar os controles de frequência primário e secundário [13].

Na distribuição, os Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria podem auxiliar na estabilidade de tensão, na compensação de potência reativa, na operação ilhada, na restauração da rede de distribuição, entre outras aplicações. Os Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria locais aumentam a qualidade da tensão, pois esses sistemas podem fornecer potência ativa e reativa. Além disso, as pequenas interrupções de energia ou desequilíbrios de tensão podem ser compensados pelos *BESSs*. As exigências sobre esses dispositivos de armazenamento são tempo de resposta rápido e alta eficiência [13].

Uma das aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria para serviços ao cliente é o *peak shaving* (cortes de pico de demanda), utilizado para manter o nível de suprimento de energia compatível com a demanda. Esta aplicação é um gerenciamento preventivo de congestionamento da rede elétrica [13].

### 1.4.2 Revisão bibliográfica

A melhoria do desempenho dinâmico dos SEE com alta penetração de geração intermitente, com foco na variação de frequência, vem sendo explorado na literatura. Dispositivos como *flywheels*, supercapacitores e baterias apresentam resposta rápida e podem ser aplicáveis para o controle de frequência. De acordo com [14], [15], [16], [17], [18], [19] e [20] Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria podem auxiliar no controle de frequência primário de SEE. Tais sistemas podem absorver ou fornecer energia de acordo com a variação de frequência [21]. Estudos propostos em [22], [23] e [24] mostram que os *BESSs* podem melhorar o desempenho do controle de carga-frequência (controle de frequência secundário) em sistemas com duas áreas interconectadas, pois os sistemas de armazenamento podem proporcionar uma rápida compensação de potência ativa. De acordo com [21], os dispositivos de armazenamento de energia podem aumentar significativamente a estabilidade do SEE, a segurança da rede e a flexibilidade de planejamento para um pequeno sistema de energia isolado com baixa inércia. Em [25] é proposto um método para suprimir o desvio de frequência na geração de energia eólica usando sistemas de armazenamento em bateria considerando o estado de carga da mesma. Um controle de carga-frequência é projetado para controlar tanto a variação de frequência interna causada pela dinâmica do sistema quanto a variação de frequência externa causada pelos geradores eólicos. Em [26], analisa-se o impacto na frequência e na potência da linha de interligação entre áreas de um SEE com grande penetração de geração eólica, de modo a calcular a capacidade necessária da bateria a ser instalada no sistema.

Um estudo proposto em [27] discute o status atual da tecnologia de armazenamento de energia da bateria e métodos de avaliação de sua viabilidade econômica e impacto na operação de sistemas de energia. O artigo aponta que a tecnologia de armazenamento de bateria desempenhará um papel importante na operação confiável e econômica de redes elétricas inteligentes com quantidades significativas de energia renovável.

Segundo [20], as baterias de íon-lítio foram propostas como uma solução alternativa viável para auxiliar as unidades geradoras convencionais que reagem rapidamente para fornecer a regulação de frequência primária, devido às suas características, que foram melhoradas continuamente durante os últimos anos. O estudo proposto investiga possíveis estratégias para reestabelecer o estado de carga da bateria após a atuação do controle de frequência primário e o efeito sobre a vida útil dos sistemas de armazenamento de energia em

baterias de íon-lítio. Em [28] é proposto um modelo generalizado de dispositivos de armazenamento de energia para análise de estabilidade angular e estabilidade de tensão. No estudo realizado, apresentam-se soluções que permitem modelar tecnologias de armazenamento de energia através de equações diferenciais algébricas.

Sistemas híbridos de armazenamento, conjugando baterias com outras tecnologias, vêm sendo avaliados com o intuito de aproveitar de forma otimizada as características de cada uma das tecnologias. Um sistema híbrido com baterias e supercapacitores é uma alternativa para evitar a degradação da bateria devido aos frequentes ciclos de carga/descarga no Sistema de Energia Elétrica (SEE) para manter a frequência. Em [29], os autores apresentam um estudo onde avaliam a solicitação de injeção energia de um sistema de regulação de frequência por meio de baterias. Neste trabalho observou-se que a variação do estado de carga das baterias fica dentro de uma faixa estreita, em torno de 5%, na maior parte de tempo. Portanto, a inclusão de supercapacitores de pequena capacidade, que irá fornecer energia nas pequenas flutuações de frequência, pode reduzir o desgaste das baterias. Como benefício adicional, o supercapacitor fornece alta eficiência energética em seu ciclo de operação [29].

De acordo com [19], a integração de supercondutores com baterias melhora o controle de frequência primário em SEE, contribuindo para a melhoria da estabilidade do sistema, e também prolonga o tempo de vida da bateria, pois o dispositivo de armazenamento fica mais protegido de ciclos frequentes de curto prazo e de correntes abruptas.

Atualmente, o principal desafio para a utilização de dispositivos de armazenamento em SEE é o seu custo elevado. Uma alternativa para diminuir o custo é a bateria prover diferentes tipos de serviço. Mesmo nesses casos, há a necessidade da realização de estudos para verificar em que ponto do sistema a bateria deve ser colocada para otimizar o seu desempenho.

## 1.5 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo estudar a aplicabilidade de dispositivos de armazenamento de energia do tipo baterias para a melhoria da resposta de frequência em sistemas elétricos de potência com alta penetração de geração eólica. Como objetivos específicos, destacam-se:



- i) Modelagem detalhada dos dispositivos de armazenamento – modelo genérico (adaptado de [28]);
- ii) Utilização de análise de autovalores para a alocação de baterias para a melhoria da resposta de frequência do sistema;
- iii) Validação dos resultados por meio de simulações não-lineares.

## 1.6 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições do trabalho são:

- Abordagem sistemática na identificação dos pontos de conexões mais eficazes para uma e duas baterias, visando a resposta de frequência inercial do SEE;
- Diferente de outros trabalhos apresentados na literatura, neste trabalho, os estudos são realizados utilizando modelos completos que melhoram a análise;
- Todos os resultados obtidos são validados usando a simulação não-linear no domínio do tempo.

## 1.7 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Esta dissertação está organizada da seguinte maneira. No capítulo 2 são introduzidos os conceitos sobre o controle de frequência em Sistemas de Energia Elétrica e é descrito o modelo do SEE implementado. Neste capítulo também são apresentadas as plataformas de simulação utilizadas. O capítulo 3 apresenta a modelagem da bateria utilizada neste estudo, sendo dividida em duas seções: modelo simplificado e detalhado. Além disso, este capítulo também aborda a metodologia de alocação de baterias para a melhoria da resposta de frequência. No capítulo 4 são apresentadas as simulações e os resultados obtidos. Por último, o capítulo 5 aborda as conclusões do presente trabalho e sugestões de trabalhos futuros neste tema de pesquisa.

## **2 MODELO DO SISTEMA E PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO**

### **2.1 INTRODUÇÃO**

Os Sistemas de Energia Elétrica estão sujeitos a constantes variações de frequência. Logo, há a necessidade de sistemas de controle que atuem constantemente para recuperar o equilíbrio na dinâmica dos SEE [4]. Malhas de controle de frequência primário e secundário são projetadas com o objetivo de corrigir desvios de frequência causados por variações na carga/geração (desbalanços de potência). Estas malhas são descritas na seção 2.2. O modelo do SEE implementado neste trabalho e as plataformas de simulação utilizadas são apresentados na seção 2.3.

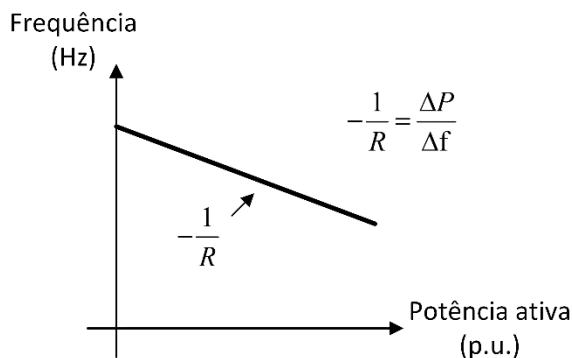
### **2.2 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **2.2.1 Controle de Frequência Primário**

É um controle proporcional realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, que objetiva limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a geração e a carga [30]. Um regulador de velocidade fornece controle local, independente, descentralizado, a cada uma das máquinas do sistema, visando manter a velocidade próxima da síncrona e realizar a divisão de carga entre os geradores [31]. O objetivo desse controle é adequar a produção do gerador conforme as variações de frequência da rede. Logo, é necessária a utilização de mecanismos de controle que atuem no sentido de elevar ou reduzir a potência elétrica dos geradores conectados ao sistema, sempre que a frequência apresente um desvio em relação ao seu valor nominal. Dessa forma, pode-se concluir que o controle de frequência em SEE é feito através de variações de potência ativa dos geradores [4].

Após a ocorrência de um desbalanço de carga-geração no sistema, busca-se reestabelecer a condição de equilíbrio a partir de uma resposta inercial dos geradores conectados diretamente à rede, através da energia cinética armazenada em suas massas girantes. A frequência de SEE está relacionada com a velocidade angular dos rotores, logo uma variação da energia cinética armazenada nas massas girantes provoca uma variação de

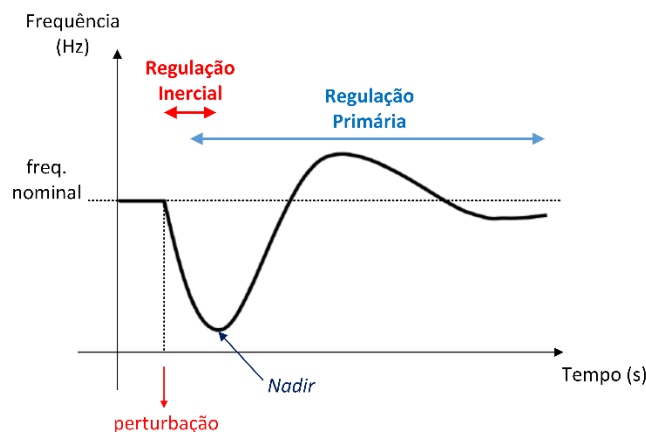
frequência no sistema. Sendo assim, o controle de frequência primário busca estabelecer uma nova condição de equilíbrio para o sistema, dispensando o uso da energia cinética dos rotores [4]. A Figura 2.1 apresenta uma curva característica de regulação primária (*droop*) típica de geradores elétricos.



**Figura 2.1** – Curva característica de regulação primária (*droop*) [4].

Observa-se que, para uma situação de redução da frequência, ocorre um aumento de potência solicitada, de forma a reestabelecer o estado de equilíbrio do sistema e, consequentemente, o controle de frequência. Por outro lado, para uma situação de aumento da frequência, ocorre uma redução da potência solicitada. Dado a sua característica proporcional, o regulador primário não corrige erros em regime permanente.

A regulação primária, associada a controles primários de potência ativa, ocorre logo após a regulação inercial, que atua imediatamente nos primeiros segundos após a ocorrência de uma perturbação, reduzindo as oscilações de frequência dos geradores. A Figura 2.2 ilustra a atuação da regulação inercial e regulação primária na ocorrência de uma perturbação no SEE.



**Figura 2.2** – Regulação inercial e regulação primária (adaptado de [4]).

Uma perturbação que provoque um desbalanço no estado de equilíbrio carga-geração provoca uma oscilação de frequência. A variação de frequência nos primeiros segundos após a ocorrência do distúrbio no SEE é influenciada pela inércia dos geradores. Neste período inicial, denominado resposta inercial, a transferência de energia cinética envolvendo os geradores conectados à rede é fundamental para limitar a variação de frequência do sistema. Desta forma, quanto maior a inércia total do sistema, menores são as variações de frequência dos geradores após as perturbações [4].

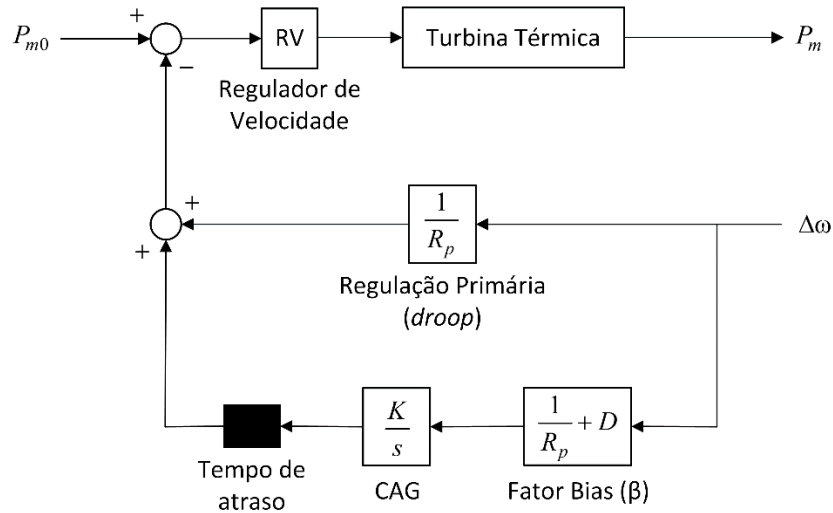
Técnicas que permitem a contribuição na regulação de frequência de geradores eólicos de velocidade variável vêm sendo pesquisadas. Vários trabalhos mostram, por meio de simulações, o desempenho destes controles sob a frequência do sistema [32] [33].

### 2.2.2 Controle de Frequência Secundário

Também chamado de Controle Automático de Geração (CAG), o controle de frequência secundário é um controle destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas [30]. É um controlador central e integral que tem o objetivo de corrigir o desvio de frequência em regime permanente, atuando após o controle primário. A implementação desse controle em uma área depende bastante da estrutura física e das características do sistema de energia controlado. Um sinal de controle suplementar, centralizado, coordenado, restaura a frequência do sistema, bem como zera o erro de potência nos intercâmbios [31].

Em sistemas com várias áreas, um nível adicional de controle, chamado de controle de frequência terciário, é usado para o ajuste dos intercâmbios, denominado despacho econômico [31]. No entanto, o controle terciário não será abordado neste trabalho.

A Figura 2.3 mostra o esquema resumido em diagrama de blocos da implementação das malhas de controle de frequência primário e secundário no sistema (adaptado de [34]).



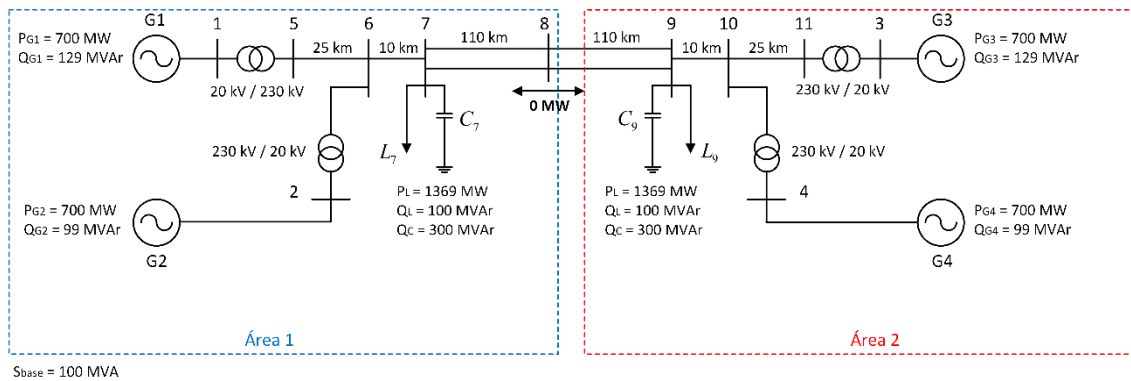
**Figura 2.3** – Representação das malhas de controle de frequência primário e secundário em diagrama de blocos (adaptado de [34]).

Nesse diagrama,  $P_{m0}$  é a potência mecânica inicial injetada no sistema,  $P_m$  é a potência mecânica obtida após a aplicação dos controles de frequência e a passagem pela hidro turbina. O sinal  $\Delta\omega$  é a variação de frequência angular dos geradores, sendo este um sinal de entrada tanto para a regulação primária (*droop*) quanto para o controle secundário.  $R_p$  representa uma constante de inclinação permanente do controle primário, também denominada de estatismo. A constante  $K$  é um ganho de integração do controle secundário e  $D$  é o coeficiente de amortecimento. O Fator Bias ( $\beta$ ) é uma característica agregada do controle de frequência da área (em MW/Hz) e representa a “rigidez” da frequência do sistema frente às variações na carga.

### 2.3 SISTEMA-TESTE DE 11 BARRAS

O modelo do SEE em estudo neste trabalho é um sistema-teste de 11 barras com duas áreas de operação e quatro geradores (adaptado de [34]). Os geradores do sistema são definidos como modelos de máquinas síncronas de polos lisos de sexta ordem [35], compostas por turbinas térmicas a vapor com todos os controladores (Regulador de Velocidade - RV, Regulador Automático de Tensão – RAT e Estabilizador de Sistema de Potência – ESP). Os parâmetros utilizados para os geradores, dados de barra e de linha do sistema constam em [34]. Diferentemente de [34], o intercâmbio entre as duas áreas foi zerado no sentido de evitar a configuração de áreas exportadora/importadora e a excitação de modos interárea. Isso evidencia a influência do corredor de transmissão durante as variações de potência aplicadas no SEE.

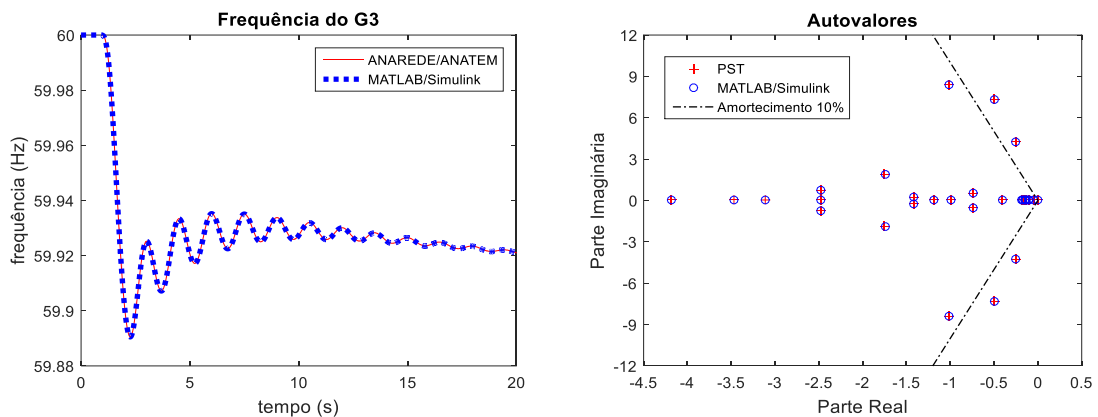
Este SEE foi implementado no *MATLAB/Simulink*, com o auxílio de [36], pois essa plataforma de simulação facilita a modelagem de novos dispositivos. A Figura 2.4 apresenta o diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com quatro turbinas térmicas.



**Figura 2.4** – Representação em diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com quatro turbinas térmicas.

Antes de realizar testes com a conexão da bateria no SEE, fez-se a validação da rede em análise de duas maneiras:

- Implementou-se este sistema nos softwares ANAREDE e ANATEM, conforme [35], e fez-se uma comparação entre as plataformas de simulação ANAREDE/ANATEM e *MATLAB/Simulink*, através de simulações não-lineares do SEE. Comparou-se a frequência do gerador 3 (G3) entre as duas plataformas, para um distúrbio de aumento de carga aplicado no sistema, como mostra a Figura 2.5(a).
- Implementou-se o SEE no *Power System Toolbox (PST)*, com o auxílio de [37], sendo o *PST* uma plataforma de simulação para análise e controle de sistemas de energia, vinculada ao *MATLAB*. Fez-se uma comparação entre as plataformas de simulação *PST* e *MATLAB/Simulink*, para uma análise de estabilidade a pequenas perturbações com autovalores através da linearização do sistema, como ilustra a Figura 2.5(b).



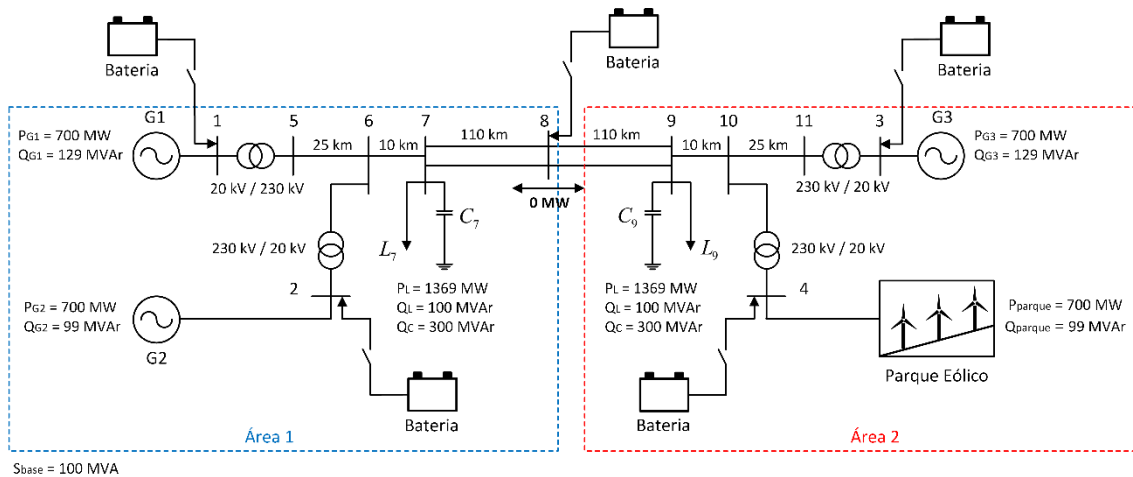
**Figura 2.5** – Comparação de resultados entre as plataformas de simulações: (a) ANATEM/ANAREDE e *MATLAB/Simulink*; (b) *PST* e *MATLAB/Simulink*.

As simulações nas plataformas distintas geraram resultados iguais, para as duas formas de validação.

### 2.3.1 Sistema-teste com geração eólica

Para os estudos com a conexão da bateria no SEE, o sistema-teste é adaptado para obter a geração intermitente (eólica). Será substituído o gerador convencional conectado na barra 4 (G4) por um parque eólico modelado com um gerador equivalente representando 600 aerogeradores de 1,5 MW. Os parâmetros originais de geração da barra 4 são adaptados para o parque eólico. Serão feitos testes com a conexão da bateria nas barras de geração (1, 2, 3 e 4) e na barra 8 (centro do sistema).

A Figura 2.6 ilustra o diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com a inclusão do parque eólico.

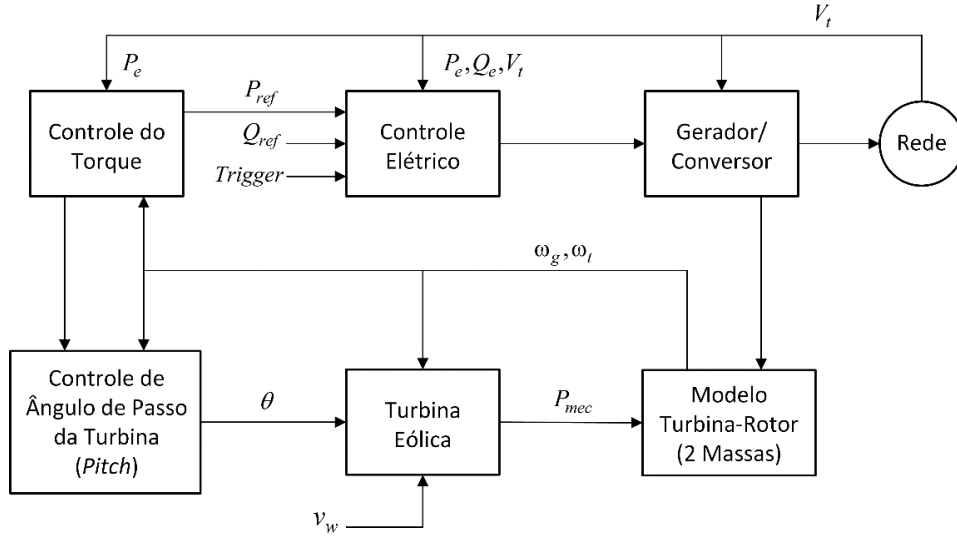


**Figura 2.6** – Representação em diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com a substituição da turbina térmica conectada na barra 4 por um parque eólico.

Não foram implementados controle de frequência no parque eólico nem variação de vento, portanto ele manterá uma geração de 700 MW durante toda a simulação, pois o gerador eólico opera no ponto máximo de extração de energia do vento (modo de operação *MPPT* - *Maximum Power Point Track*).

A Figura 2.7 apresenta um diagrama resumido da modelagem do parque eólico, retirada de [38].





**Figura 2.7** – Diagrama resumido da modelagem do parque eólico [38].

O diagrama da Figura 2.7 representa um modelo de primeira geração de parque eólico como gerador equivalente. O modelo teve como base os modelos propostos nas referências [39] e [40].

O bloco de *Turbina Eólica* representa a conversão da energia cinética contida no vento em energia mecânica, com o objetivo de se obter torque mecânico no gerador de indução. A Equação 2.1 a seguir descreve a potência mecânica extraída do vento [38]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} * \rho_{ar} * A_{rotor} * v_w^3 * C_p(\lambda, \theta) \quad (2.1)$$

Onde  $\rho_{ar}$  é a densidade do ar em  $\text{Kg/m}^3$ ,  $A_{rotor}$  representa a área varrida pelas lâminas do rotor (em  $\text{m}^2$ ),  $v_w$  é a velocidade do vento (em  $\text{m/s}$ ) e  $C_p$  corresponde ao coeficiente de potência, dado em função de  $\lambda$  e  $\theta$ .  $C_p$  expressa a relação entre a potência disponível no vento e a parcela efetivamente convertida em potência mecânica no eixo da turbina. A variável  $\lambda$  se refere à razão entre a velocidade na ponta da pá da turbina e a velocidade do vento ( $v_w$ ), e  $\theta$  é o ângulo de passo da lâmina (em graus). A equação para o cálculo de  $C_p$  é fornecida pelo fabricante.

O bloco *Modelo Turbina-Rotor (2 Massas)* representa a modelagem do acoplamento mecânico entre a turbina eólica e o gerador de indução como um sistema composto de eixo mecânico e duas massas girantes. As equações 2.2, 2.3 e 2.4 descrevem o modelo turbina-rotor [38]:

$$\Delta\dot{\omega}_g = \frac{1}{2H_g} \left( \frac{-P_e}{\omega_0 + \Delta\omega_g} - D_{tg}(\Delta\omega_g - \Delta\omega_t) - K_{tg}(\delta_{gt} + \delta_{g0}) \right) \quad (2.2)$$

$$\Delta\dot{\omega}_t = \frac{1}{2H_g} \left( \frac{P_{mec}}{\omega_0 + \Delta\omega_t} + D_{tg}(\Delta\omega_g - \Delta\omega_t) + K_{tg}(\delta_{gt} + \delta_{g0}) \right) \quad (2.3)$$

$$\dot{\delta}_{gt} = 2\pi f_{base}(\Delta\omega_g - \Delta\omega_t) \quad (2.4)$$

Onde  $K_{tg}$  se refere à rigidez mecânica do eixo e  $D_{tg}$  se refere ao amortecimento mecânico.  $H_t$  e  $H_g$  são, respectivamente, os momentos de inércia da turbina e do gerador.

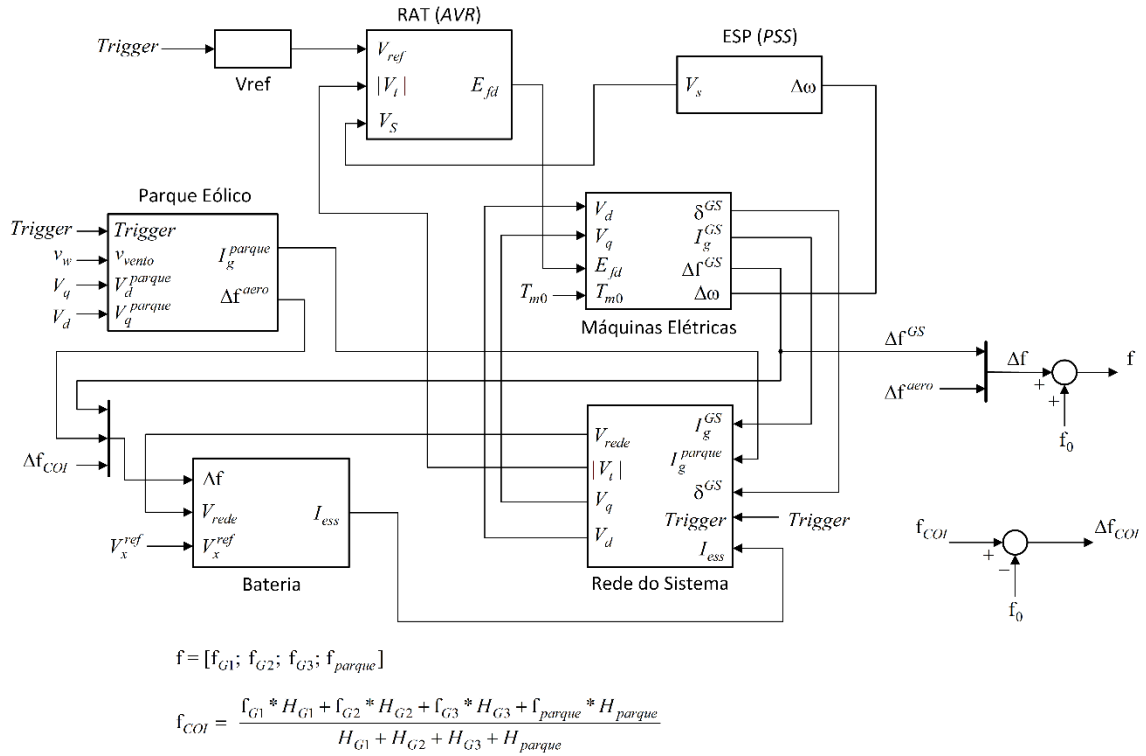
O bloco *Controle do Ângulo de Passo da Turbina (Pitch)* representa a modelagem do controle de ângulo das pás da turbina, com objetivo de limitar a potência transferida do vento para o eixo mecânico. O controle *pitch* atua no ângulo *pitch* a partir do erro de velocidade do gerador. Há também a compensação *pitch*, que atua a partir do erro de potência ativa.

O bloco *Controle de Torque* é uma malha de controle responsável pela determinação da referência de velocidade do gerador e referência de torque eletromagnético.

O bloco *Controle Elétrico* apresenta uma síntese das correntes de controle de potência ativa e reativa, a partir de valores de referência e valores medidos de potência ativa, reativa e tensão terminal. São implementadas três estratégias de controle de potência reativa: regulação de tensão (na barra local ou remota), potência reativa constante e regulação de fator de potência.

O bloco *Gerador/Conversor* apresenta: a modelagem da interface entre o parque eólico e a rede elétrica, tendo como saída a corrente injetada na rede; a modelagem simplificada da ação da Malha de Captura de Fase (*Phase-Locked Loop – PLL*); o gerenciamento de corrente ativa frente à sobtensões (que limita a injeção de corrente ativa durante sobtensões); e a limitação da variação de potência ativa durante subtensões [38].

A Figura 2.8 apresenta o esquema, em diagrama de blocos, do SEE com a geração eólica implementado na plataforma *MATLAB/Simulink*.



**Figura 2.8** – Representação em diagrama de blocos do SEE implementado em *MATLAB/Simulink*.

O sinal *Trigger* assume valor “0” se for aplicado um distúrbio do tipo degrau nas tensões de referência dos geradores térmicos e dos aerogeradores, nos subsistemas *Vref* e *Parque Eólico*, respectivamente, e assume valor “1” se for aplicado um distúrbio do tipo aumento de carga no sistema, no subsistema *Rede do Sistema*, com alterações na matriz de impedâncias da rede. As tensões de referência são calculadas através de um fluxo de carga e são utilizadas como condições iniciais da simulação dinâmica. No subsistema *Máquinas Elétricas* é realizado o cálculo das correntes injetadas pelos geradores na rede ( $I_g$ ), incluindo as equações de oscilação dos geradores síncronos.

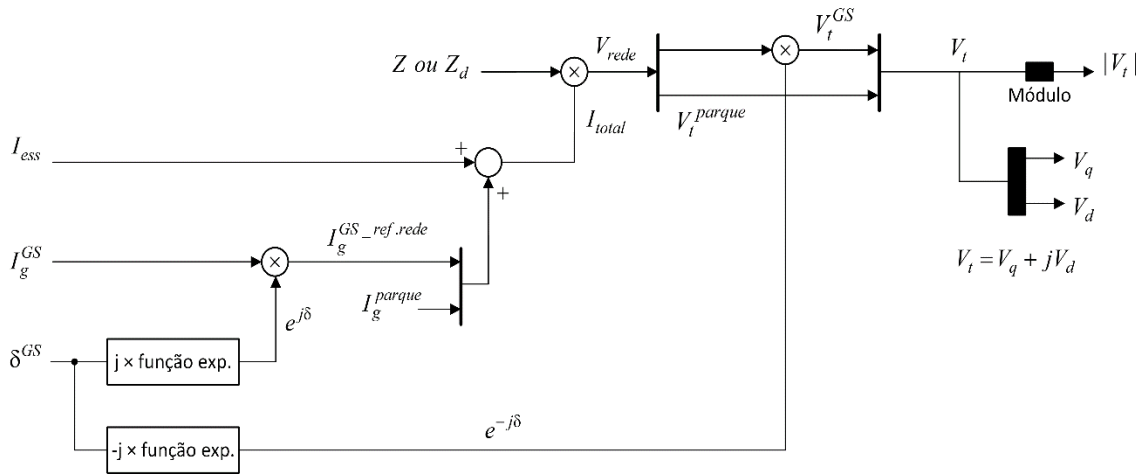
É possível extrair a frequência do centro de inércia do sistema ( $f_{COI}$ ) a partir da seguinte equação (adaptada de [41]), em função das frequências e constantes de inércia dos geradores e do parque eólico:

$$f_{COI} = \frac{f_{G1} * H_{G1} + f_{G2} * H_{G2} + f_{G3} * H_{G3} + f_{parque} * H_{parque}}{H_{G1} + H_{G2} + H_{G3} + H_{parque}} \quad (2.5)$$

Também é possível calcular a frequência média das unidades geradoras do SEE, somando todas as frequências (dos três geradores síncronos e do parque eólico) e dividindo pelo número total de unidades geradoras (quatro).

Na Figura 2.8, o sinal de variação de frequência do *COI* ( $\Delta f_{COI}$ ) é parâmetro de entrada para a bateria quando a mesma está conectada em uma barra que não seja de geração (barras 5 à 11). O sinal de  $\Delta f_{COI}$  é multiplexado aos sinais de variação de frequência dos geradores síncronos ( $\Delta f^{GS}$ ) e de variação de frequência do parque eólico ( $\Delta f^{aero}$ ), para gerar o sinal  $\Delta f$  de entrada para a bateria.

A Figura 2.9 apresenta a rede do sistema em detalhes.



**Figura 2.9** – Rede do sistema, em detalhes.

O sinal de entrada  $\delta^{GS}$  se refere aos ângulos dos rotores dos geradores síncronos. As componentes de saída  $V_q$  e  $V_d$  são, respectivamente, as componentes de eixo em quadratura e eixo direto das tensões terminais dos geradores ( $V_t$ ). Na Figura 2.9, verifica-se que a corrente total injetada na rede ( $I_{total}$ ) é a soma da corrente de saída da bateria ( $I_{ess}$ ) com a corrente injetada pelos geradores síncronos na referência da rede ( $I_g^{GS ref. rede}$ ) ou com a corrente injetada pelo parque eólico ( $I_g^{parque}$ ). O parque eólico já possui um controle interno de *PLL*, logo a corrente  $I_g^{parque}$  já está na referência da rede (não precisa passar pelo deslocamento de fase  $e^{j\delta}$ ) e, conseqüentemente, a tensão  $V_t^{parque}$  também já está com a referência angular correta.

### 3 MODELAGEM DA BATERIA E METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO

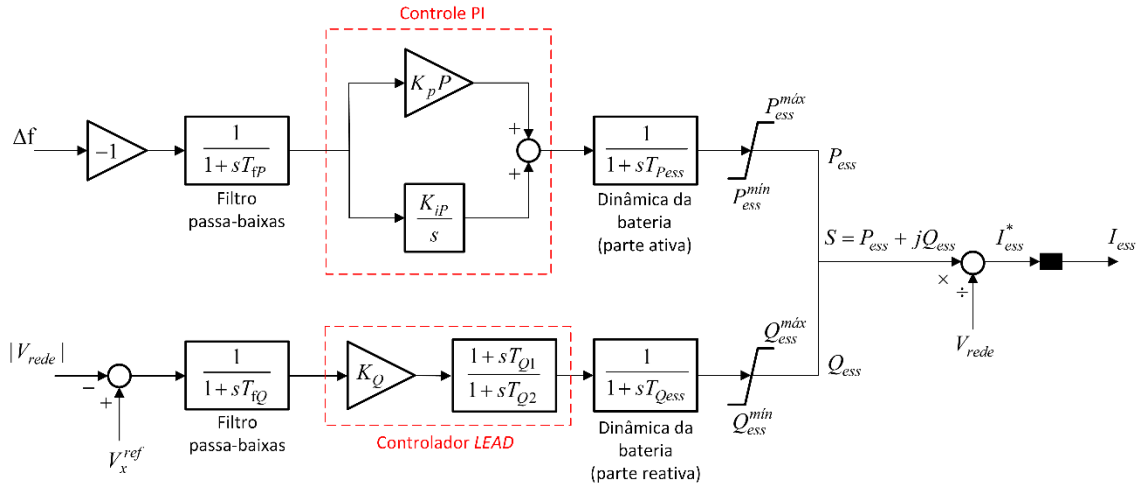
#### 3.1 INTRODUÇÃO

Modelar Sistemas de Armazenamento de Energia (*Energy Storage Systems – ESSs*) pode ser uma tarefa complexa e demorada. Há um grande número de tecnologias e modelos de simulação atualmente disponíveis, como as citadas em [14], [15], [21], [22], [23], [24], [25], [26], [28], [16], [42], [43], [44], [18], [45] e [46]. Considerando a necessidade eminente de estudos para verificar o impacto desses dispositivos nos SEE, um modelo genérico para simulação fasorial foi proposto em [28]. Esse modelo tem como foco a realização de estudos para estabilidade angular e de tensão, entretanto pode também ser estendido para o desempenho de regulação da frequência (caso do presente trabalho). Os autores propõem dois modelos de Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria, o simplificado e o detalhado, que serão descritos nas seções 3.2 e 3.3, respectivamente. Ambos os modelos foram implementados no *MATLAB/Simulink* e os parâmetros utilizados constam no Apêndice B.

Na seção 3.4 é apresentada uma metodologia de alocação de baterias, com o objetivo de melhorar a resposta de frequência dos SEE.

#### 3.2 MODELO SIMPLIFICADO

A Figura 3.1 apresenta o modelo simplificado da bateria (adaptado de [28]), implementado no *MATLAB/Simulink*.



**Figura 3.1** – Representação do modelo simplificado da bateria em diagrama de blocos, implementado no *MATLAB/Simulink* (adaptado de [28]).

Este modelo é formado por duas malhas de controle, sendo a malha superior de controle de potência ativa e a malha inferior de controle de potência reativa da bateria. Na malha de controle de potência ativa, o sinal de variação de frequência dos geradores ( $\Delta f$ ) é invertido, para que esse sinal de “erro” atue corretamente no controle de potência ativa. Em seguida, o sinal passa por um filtro passa-baixas e é amplificado ao passar por um controle proporcional, com ganho  $K_{pP}$ , de modo a auxiliar o controle de frequência primário. O sinal também pode ser amplificado com um ganho integral ( $K_{iP}$ ), além do proporcional, para auxílio no controle de frequência secundário, se for utilizado um controle proporcional-integral (controle PI). O sinal resultante passa por um bloco de dinâmica da bateria, com constante de tempo  $T_{PEss}$ , e, em seguida, passa por um limitador, representando a capacidade máxima de fornecimento e absorção de potência ativa pela bateria.

Na malha de controle de potência reativa, o sinal de “erro” é a diferença entre as tensões iniciais calculadas pelo fluxo de carga nas barras de geração ( $V_x^{ref}$ ) e os módulos das tensões da rede. Em seguida, o sinal passa por um controlador *lead*, com constante de ganho  $K_Q$  e por um bloco de dinâmica da bateria, com constante de tempo  $T_{Q_ess}$ . O sinal resultante passa por um limitador, representando a capacidade máxima de fornecimento e absorção de potência reativa pela bateria.

Complementando o modelo de bateria (simplificado) proposto em [28], neste trabalho o modelo é adaptado considerando os sinais de potência ativa ( $P_{ess}$ ) e reativa ( $Q_{ess}$ ) resultantes formando uma potência complexa (para cada gerador em que a bateria está conectada), a qual

é dividida pela tensão da rede na barra do(s) respectivo(s) gerador(es) em que a bateria está conectada, resultando na corrente de saída da bateria ( $I_{ess}$ ), que é injetada na rede do sistema.

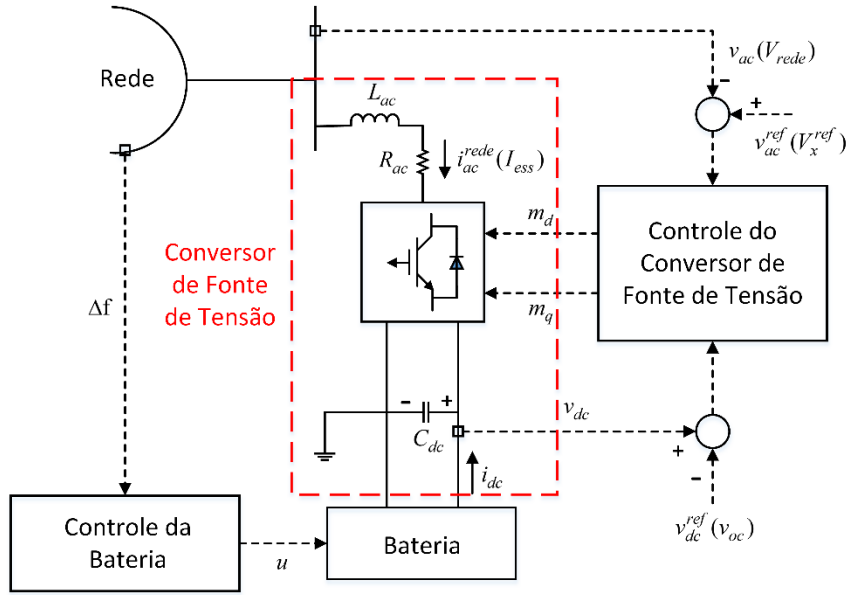
### 3.3 MODELO DETALHADO

O modelo detalhado da bateria considera o controle de estado de carga da mesma. Algumas definições importantes no estudo deste modelo são o estado de carga (*State of Charge – SoC*), a profundidade de descarga (*Depth of Discharge – DoD*) e o estado de saúde (*State of Health – SoH*) da bateria.

O *SoC* fornece informações sobre a capacidade real de carga em porcentagem da capacidade total. É estimado medindo as tensões e integrando os fluxos de corrente na bateria. O *DoD* representa o tamanho do ciclo de carga e descarga da bateria. Um valor alto de *DoD* “estressa” a bateria, logo tem uma influência importante no envelhecimento da mesma. O *SoH* é a razão entre a capacidade atual e inicial de armazenamento da bateria, e diminui ao longo do tempo devido à degradação. É determinado quando a bateria estiver no modo de manutenção [15].

#### 3.3.1 Descrição do modelo

As Figura 3.2 apresenta o esquema de como a bateria pode ser conectada à rede do sistema, considerando o modelo detalhado (adaptado de [28]).



**Figura 3.2** – Esquema de bateria (modelo detalhado) conectada à rede (adaptado de [28]).

Um modelo comum utilizado para representar a dinâmica de uma célula de bateria recarregável é o Modelo de Shepherd [28]. Shepherd desenvolveu uma equação para descrever o comportamento eletroquímico de uma bateria diretamente em termos de tensão de terminal, tensão de circuito aberto, resistência interna, corrente de descarga e estado de carga, e este modelo é aplicado tanto para carga como para descarga [46].

Equações do Modelo de Shepherd:

$$\dot{q}_e = \frac{i_b}{3600} \quad (3.1)$$

$$\dot{i}_m = \frac{i_b - i_m}{T_m} \quad (3.2)$$

$$0 = v_{oc} - v_p(q_e, i_m) + v_e e^{-\beta_e q_e} - R_i i_b - v_b \quad (3.3)$$

Variação da tensão de polarização:

$$v_p(q_e, i_m) = \frac{R_p i_m + K_p q_e}{SOC}, \quad \text{se } i_m > 0 \quad (\text{descarga}) \quad (3.4)$$

$$v_p(q_e, i_m) = \frac{R_p i_m}{q_e + 0,1} + \frac{K_p q_e}{SOC}, \quad \text{se } i_m \leq 0 \quad (\text{carga}) \quad (3.5)$$



Estado de carga:

$$SOC = \frac{Q_n - Q_e}{Q_n} = 1 - q_e \quad (3.6)$$

Onde:

$Q_e$ : capacidade extraída (Ah)

$i_b$ : corrente da bateria (p.u.)

$i_m$ : corrente da bateria  $i_b$  passada por um filtro passa-baixas (p.u.)

$T_m$ : constante de tempo (seg.)

$v_{oc}$ : tensão de circuito aberto (p.u.)

$v_p$ : tensão de polarização (depende do sinal de  $i_m$ ) (p.u.)

$v_e$ : tensão exponencial (p.u.)

$\beta_e$ : coeficiente de capacidade exponencial (1/p.u.)

$R_i$ : resistência interna da bateria ( $\Omega$ )

$v_b$ : tensão da bateria (p.u.)

$R_p$ : resistência de polarização (p.u.)

$K_p$ : constante de polarização (p.u./p.u.)

$q_e$ : capacidade extraída normalizada (p.u.) em relação à capacidade máxima da bateria ( $Q_n$ )

$Q_n$ : capacidade nominal da bateria (Ah)

$SOC$ : estado de carga (p.u.)

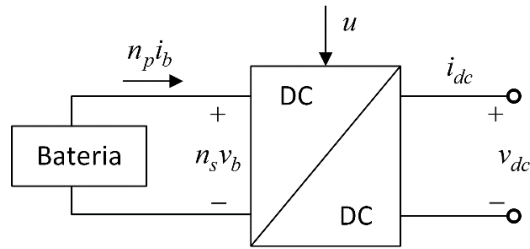
A não-linearidade de  $v_p$  implica que, dependendo do estado da bateria (carga ou descarga), dois conjuntos diferentes de equações podem ser obtidos aplicando o modelo proposto generalizado. Logo, o modelo proposto é capaz de mudar de um conjunto para outro dependendo da operação da bateria [28].

Um conversor do tipo *DC/DC* (conversor *boost*) [28] é utilizado na conexão entre a bateria e o conversor de fonte de tensão (*Voltage Source Converter* - *VSC*). As seguintes equações [28] representam a conexão da bateria ao *VSC*:

$$0 = (1 - 2u)v_{dc} - n_s v_b \quad (3.7)$$

$$i_{dc} = -(1 - 2u)n_p i_b \quad (3.8)$$

Onde  $u$  é o “*duty cycle*” do conversor *boost*;  $n_p$  e  $n_s$  são o número de células em paralelo e em série da bateria, respectivamente;  $v_{dc}$  e  $i_{dc}$  são a tensão e corrente de saída do conversor *boost*, respectivamente. A Figura 3.3 mostra o esquema da associação entre a bateria e o conversor *boost* [45].



**Figura 3.3** – Esquema da associação entre a bateria e o conversor *boost* [45].

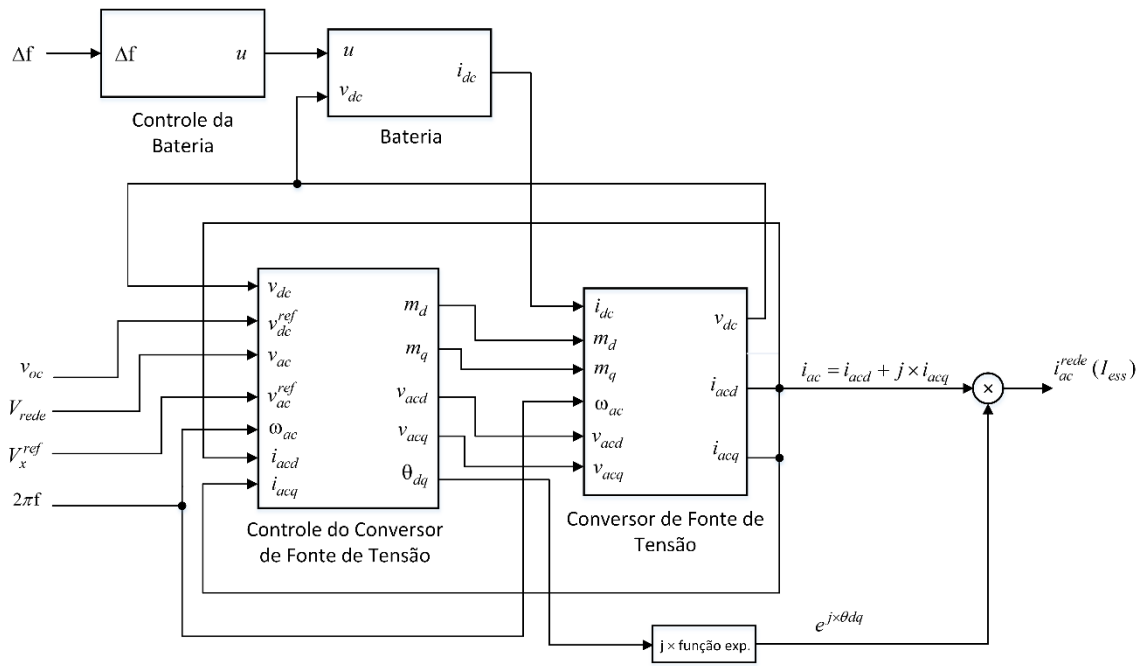
De acordo com [45], a tensão  $v_{dc}$  é obtida a partir da corrente  $i_{dc}$  através da seguinte equação:

$$v_{dc} = -\frac{i_{dc}}{C_{dc}} \quad (3.9)$$

Complementando o modelo de bateria (detalhado) proposto em [28], neste trabalho o modelo é implementado completamente em diagramas de blocos, como será descrito na seção 3.3.2.

### 3.3.2 Implementação do modelo no *MATLAB/Simulink*

A modelagem da bateria foi organizada nos seguintes blocos: *Controle da Bateria*, *Bateria*, *Controle do Conversor de Fonte de Tensão* e *Conversor de Fonte de Tensão*, como ilustra a Figura 3.4.

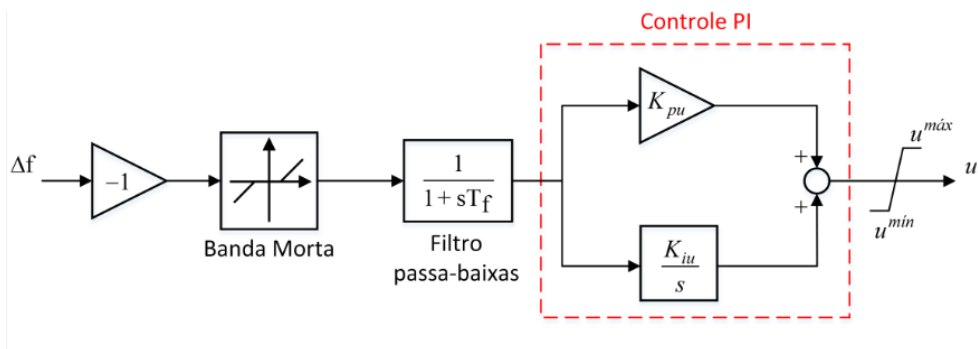


**Figura 3.4** – Representação do modelo detalhado da bateria organizado em blocos, implementado no *MATLAB/Simulink*.

Na Figura 3.4, as correntes de saída ( $i_{acd}$  e  $i_{acq}$ ), do bloco *Conversor de Fonte de Tensão*, formam uma corrente complexa  $i_{ac}$  que, deslocada em fase pelo ângulo  $\theta_{dq}$  respectivo de cada gerador, gera a corrente de saída da bateria na referência da rede ( $i_{ac}^{rede}$ ). O ângulo  $\theta_{dq}$  é referente ao eixo  $dq$  de cada gerador, calculado pelo rastreamento do ângulo de tensão da rede ( $\theta_{ac}$ ) do respectivo gerador.

### Bloco Controle da Bateria

A Figura 3.5 apresenta o subsistema do bloco *Controle da Bateria*.



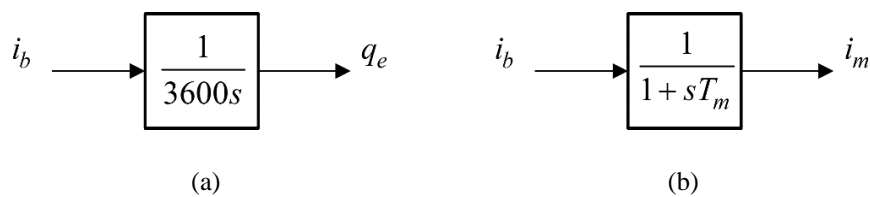
**Figura 3.5** – Subsistema do bloco *Controle da Bateria* (adaptado de [28]).

No bloco *Controle da Bateria*, o sinal de variação de frequência dos geradores ( $\Delta f$ ) é invertido, para que esse sinal de “erro” atue corretamente no controle de potência ativa. Em seguida, o sinal passa por um filtro de banda morta, de modo a eliminar a entrada de variações muito baixas de frequências na bateria, isto é, a bateria não atua para sinais de erro muito pequenos (no modelo proposto, foi considerado que a bateria não atua para sinais com módulo menor que  $10^{-5}$ , em p.u.). O sinal de saída do filtro de banda morta passa por um filtro passa-baixas e é amplificado ao passar por um controle proporcional, com ganho  $K_{pu}$ , de modo a auxiliar o controle de frequência primário. O sinal também pode ser amplificado com um ganho integral ( $K_{iu}$ ), além do proporcional, para auxílio no controle de frequência secundário, se for utilizado um controle proporcional-integral (controle PI). O sinal resultante desse bloco é um sinal de “*duty cycle*”, o qual passa por um limitador, de forma a eliminar grandes variações do sinal, que podem interferir na simulação de resultados com a bateria.

### Bloco Bateria

Inicialmente, são observadas as Equações de 3.1 à 3.8. [28]. Em complemento à [28], estas equações são utilizadas como base para a implementação do bloco *Bateria* em diagrama de blocos.

Das Equações 3.1 e 3.2, obtêm-se duas funções de transferência, como mostra a Figura 3.6.



**Figura 3.6** – (a) Função de transferência relativa à Equação 3.1; (b) Função de transferência relativa à Equação 3.2.

Isolando-se  $i_b$  na Equação 3.3, obtém-se a Equação 3.10, para o cálculo para a corrente da bateria:

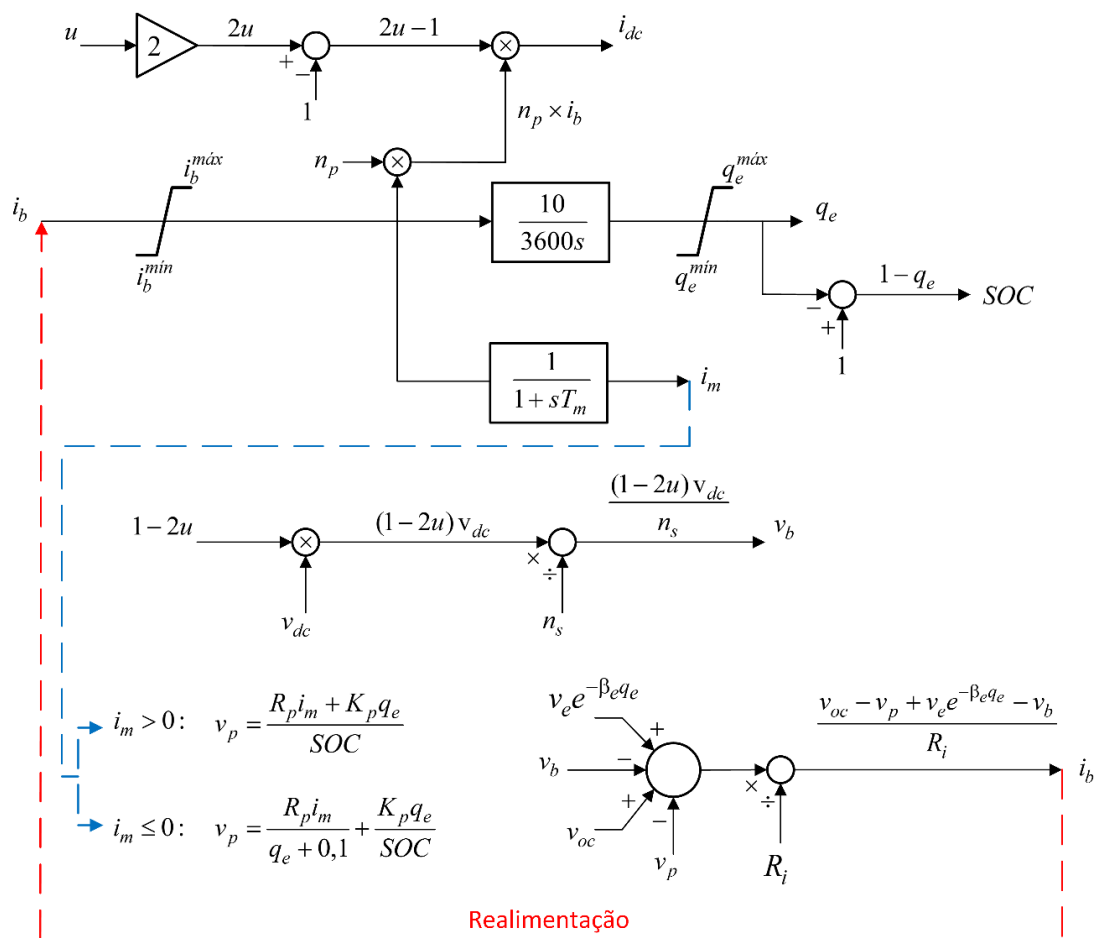
$$i_b = \frac{v_{oc} - v_p + v_e e^{-\beta_e q_e} - v_b}{R_i} \quad (3.10)$$

As equações 3.4 e 3.5 são utilizadas para o cálculo da tensão de polarização, que depende da corrente  $i_m$  (se  $i_m$  for maior que zero, utiliza-se a Equação 3.4, caso contrário é utilizada a Equação 3.5). A Equação 3.6 é utilizada para o cálculo do estado de carga da bateria. A Equação 3.8 é utilizada para calcular a corrente de saída do conversor *boost* ( $i_{dc}$ ).

Isolando-se  $v_b$  na Equação 3.7, temos a Equação 3.11, utilizada para o cálculo da tensão da bateria:

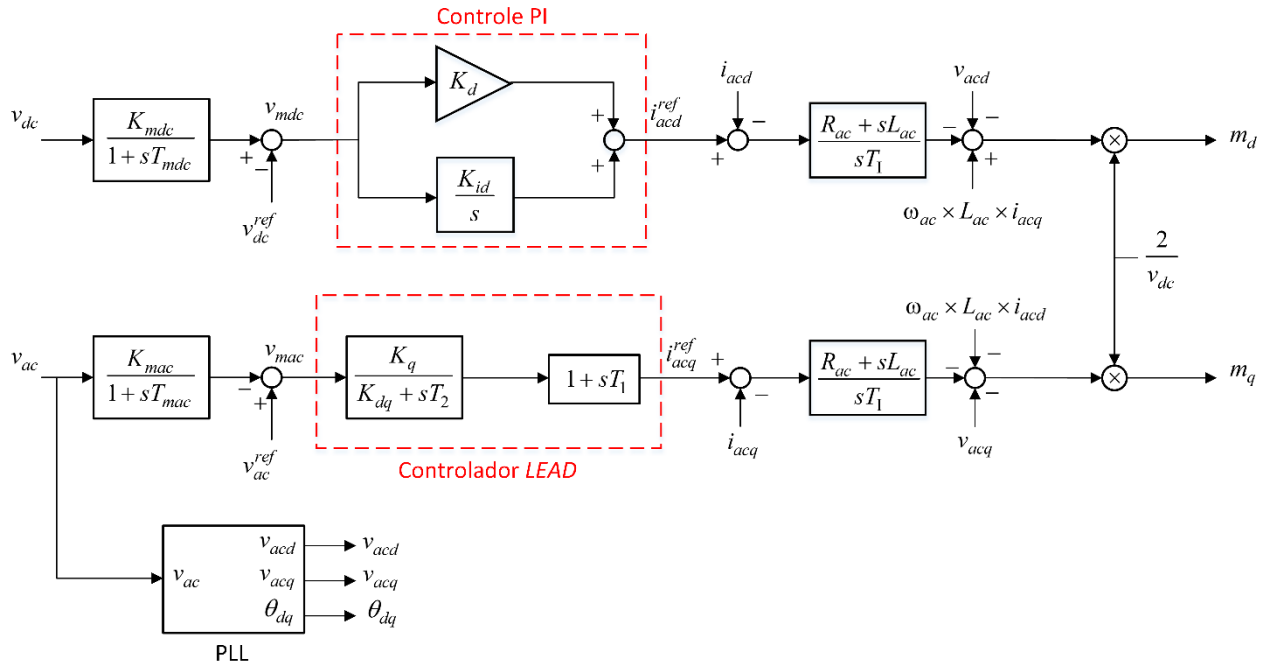
$$v_b = \frac{(1 - 2u)v_{dc}}{n_s} \quad (3.11)$$

A Figura 3.7 apresenta o subsistema do bloco *Bateria*. Observa-se que foi considerado um ganho de 10 (multiplicador) no bloco do cálculo de  $q_e$  a partir de  $i_b$  (bloco representado na Figura 3.6(a)), pois esse ganho foi necessário para observar melhor o efeito de descarga da bateria no cálculo do seu estado de carga (*SOC*).



**Figura 3.7** – Subsistema do bloco *Bateria*.

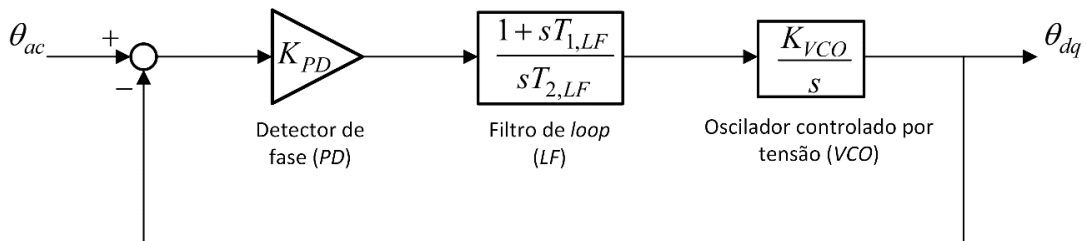
### Bloco Controle do Conversor de Fonte de Tensão



**Figura 3.8** – Subsistema do bloco *Controle do Conversor de Fonte de Tensão* (adaptado de [28]).

Para projetar controladores adequados, as grandezas em corrente alternada (CA) são expressas utilizando um eixo de referência  $dq$ . Esse eixo gira com a mesma velocidade que o fasor da tensão da rede  $\overline{v_{ac}}$ . Na prática, isso é possível através de uma Malha de Captura de Fase (em inglês, *Phase-Locked Loop* – *PLL*), que é um sistema de controle que força o ângulo do eixo  $dq$  ( $\theta_{dq}$ ) a rastrear o ângulo da tensão de rede ( $\theta_{ac}$ ) [28].

O bloco *PLL*, interno ao bloco *Controle do Conversor de Fonte de Tensão*, é apresentado em detalhes na Figura 3.9.



**Figura 3.9** – Bloco interno *PLL*, em detalhes [28].

A tensão de rede  $\overline{v_{ac}}$  pode ser expressa no eixo  $dq$  através da seguinte equação [28]:

$$v_{acd} + jv_{acq} = |\overline{v_{ac}}| \left( \cos(\theta_{ac} - \theta_{dq}) + j\sin(\theta_{ac} - \theta_{dq}) \right) \quad (3.12)$$

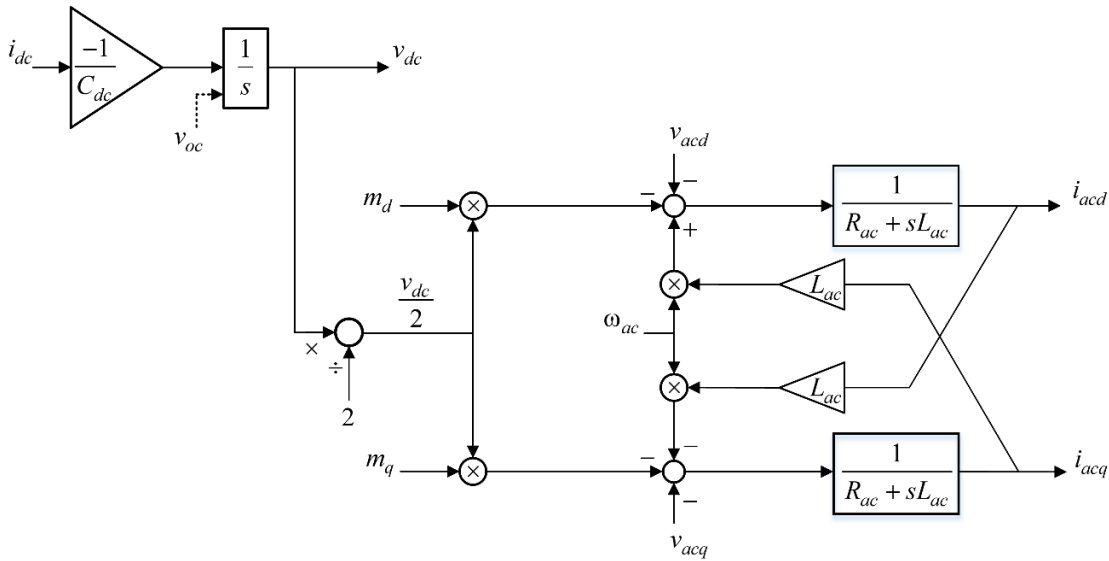
Da Equação (3.12), obtêm-se as expressões para  $v_{acd}$  e  $v_{acq}$ :

$$v_{acd} = |\overline{v_{ac}}| \cos(\theta_{ac} - \theta_{dq}) \quad (3.13)$$

$$v_{acq} = |\overline{v_{ac}}| \sin(\theta_{ac} - \theta_{dq}) \quad (3.14)$$

### Bloco Conversor de Fonte de Tensão

A Figura 3.10 apresenta o subsistema do bloco *Conversor de Fonte de Tensão*.



**Figura 3.10** – Subsistema do bloco *Conversor de Fonte de Tensão* (adaptado de [28]).

Na Figura 3.10, o ganho  $(-1/C_{dc})$  e o integrador  $(1/s)$ , para o cálculo da tensão  $v_{dc}$  a partir da corrente  $i_{dc}$ , são descritos utilizando a Equação 3.9. A tensão de circuito aberto do capacitor ( $v_{oc}$ ) é uma condição inicial do integrador e representa a tensão de circuito aberto do capacitor  $C_{dc}$ .



### 3.4 METODOLOGIA DE ALOCAÇÃO DE BATERIAS

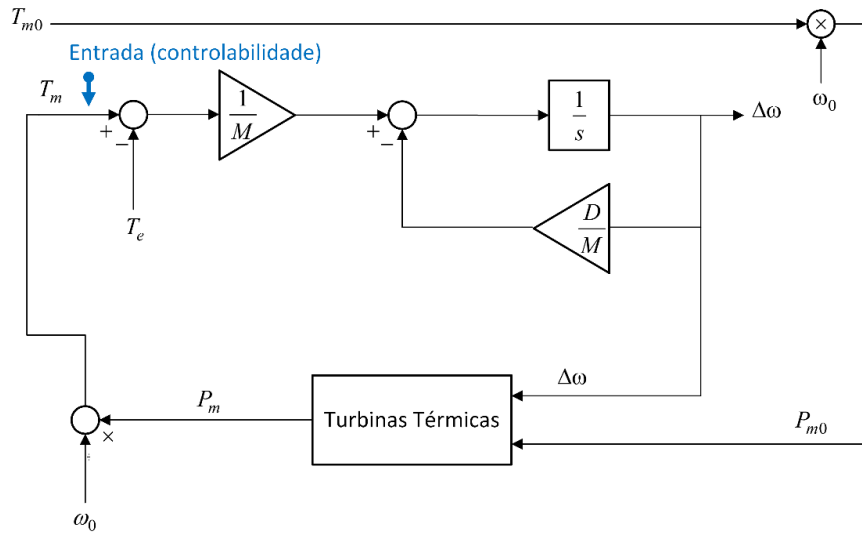
A tarefa de realizar a alocação de baterias para melhoria da resposta de frequência de SEE não é trivial. Variáveis como o afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*) são fortemente relacionadas à resposta temporal do sistema, resultando na necessidade do uso intensivo de simulações no domínio do tempo. Esse tipo de estudo é demorado, e consequentemente custoso financeiramente (custo homem-hora), pois várias condições necessitam ser simuladas para a verificação do atendimento dos requisitos de resposta em frequência. Nesse trabalho, propõe-se utilizar a análise de pequenos sinais para identificar os melhores pontos de conexão de baterias no SEE.

As análises de estabilidade a pequenas perturbações são obtidas com a linearização do modelo do sistema-teste com geração eólica implementado em *MATLAB/Simulink*. Especificamente, são feitas análises de controlabilidade com autovalores. Posteriormente, são realizadas simulações não-lineares para validar os resultados obtidos com as análises de pequenos sinais. Maiores detalhes sobre a análise de estabilidade a pequenas perturbações e linearização de modelos de SEE se encontram no Apêndice A [47] [48].

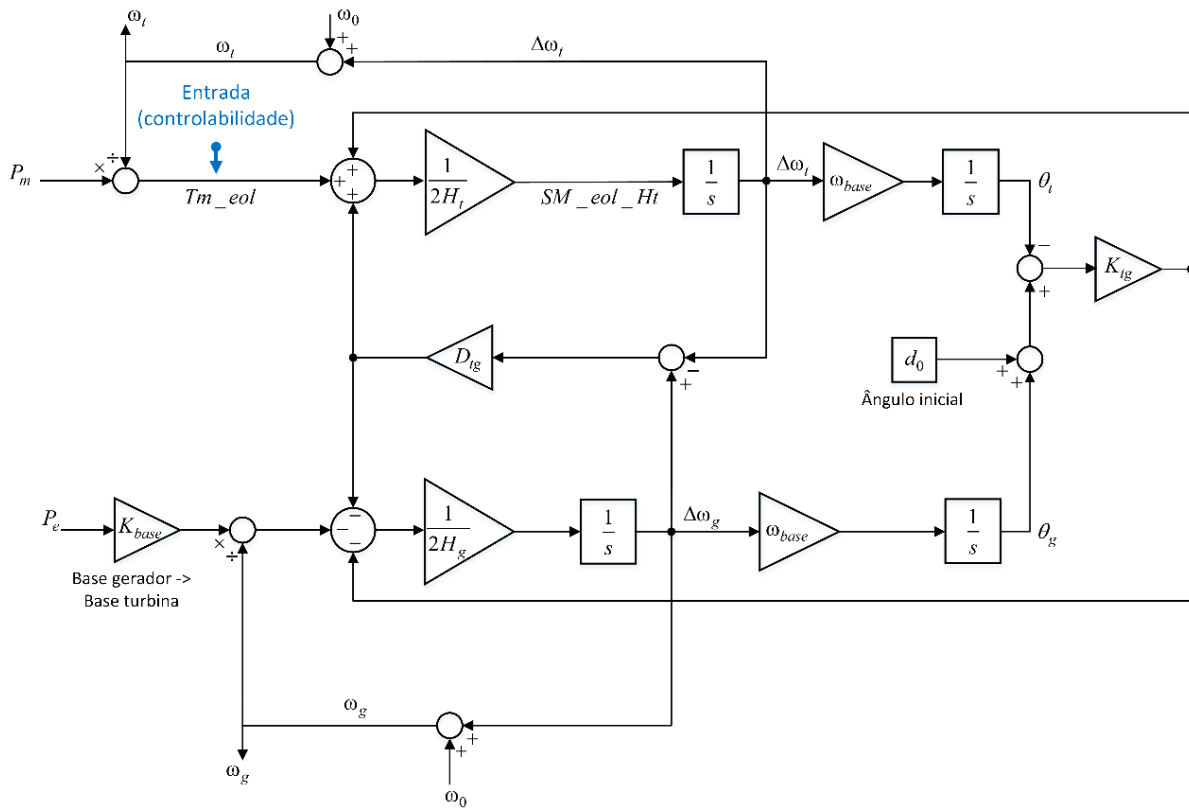
A melhoria da frequência do sistema elétrico de potência é um desafio, pois não há uma frequência única no SEE. A variação de frequência dependerá da localização do barramento e dos dispositivos conectados próximos a eles. Uma alternativa potencial para analisar a frequência do sistema de potência, usando modelos lineares, é identificar o modo de regulação de frequência. Em [33], os autores mostraram como identificar o modo de regulação de frequência alterando o ganho *droop* ( $1/R_p$ ) na malha de controle de frequência primário dos geradores síncronos.

Neste trabalho, aplica-se o mesmo procedimento alterando o ganho *droop* de todos os geradores síncronos ao mesmo tempo e verificando quais modos são os mais afetados por essa mudança. Em seguida, analisa-se a controlabilidade do modo de regulação de frequência selecionado para identificar o ponto de conexão mais efetivo para a bateria, baseado em índices de controlabilidade.

A controlabilidade é medida a partir de sinais de entrada dos torques mecânicos das turbinas térmicas ( $T_m$ ) e do torque mecânico da turbina eólica ( $T_{m\_eol}$ ), identificados nas Figuras 3.11 e 3.12, respectivamente.



**Figura 3.11** – Bloco interno ao subsistema *Máquinas Eléctricas*, com indicação do sinal de entrada ( $T_m$ ) para a análise controlabilidade.



**Figura 3.12** – Bloco *Turbina-Rotor (2 Massas)*, interno ao subsistema *Parque Eólico*, com indicação de sinal de entrada ( $T_{m\_eol}$ ) para a análise de controlabilidade.

### 3.4.1 Abordagem da metodologia

Inicialmente, as condições do sistema devem ser checadas para verificar as barras candidatas e o número de baterias que serão instaladas. As barras candidatas são selecionadas com base na capacidade de infraestrutura, como uma subestação de alta tensão, e o número de baterias é definido pela capacidade de investimento da concessionária. A metodologia proposta é dividida em duas etapas principais:

Etapla (I): Identificação dos modos de regulação de frequência e seleção do modo de interesse;

Etapla (II): Análise de medidas geométricas (controlabilidade) do modo selecionado.

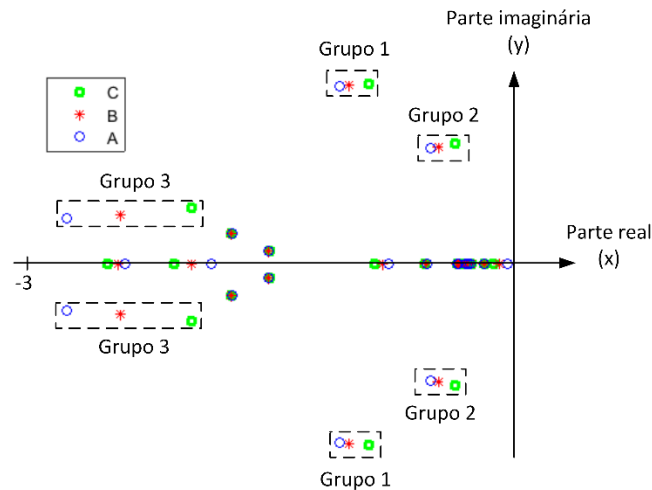
Estas duas etapas são repetidas até o número de baterias que se deseja instalar serem distribuídas ao longo do SEE. A seguir, são descritos em detalhes os procedimentos para cada etapa da metodologia:

#### Etapla (I): Identificação dos modos de regulação de frequência e seleção do modo de interesse

Esta primeira etapa é baseada no estudo com os modos de regulação de frequência proposto em [33]. É feito um estudo com a variação da constante de *droop* ( $R_p$ ), de forma a variar o ganho *droop* ( $1/R_p$ ), na malha de controle de frequência primário dos geradores síncronos. Lineariza-se o SEE para cada valor de *droop*, para identificar os grupos de autovalores dominantes que mais variam com a alteração no *droop*.

Há outras constantes para variar, além da constante de *droop* ( $R_p$ ), no entanto escolhemos trabalhar com a variação do ganho *droop* ( $1/R_p$ ), pois este é mais sensível à variação de frequência dos geradores.

A Figura 3.13 mostra como é feita a identificação dos grupos de autovalores com parte real no intervalo  $(-3, 0)$  que mais variam, no estudo realizado. Observa-se que cada grupo contém o seu par conjugado.



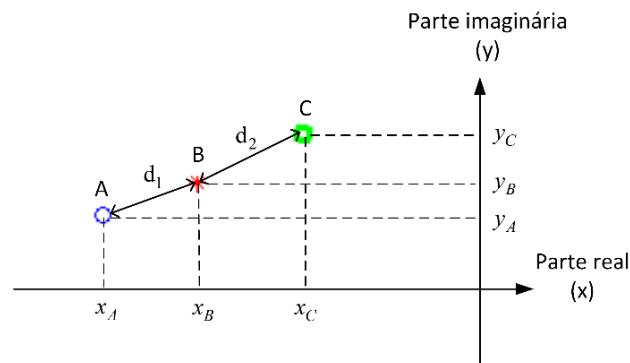
**Figura 3.13** – Identificação dos grupos de autovalores com parte real no intervalo  $(-3, 0)$  que variam com a alteração do *droop*.

Em cada grupo, o ponto *B* é referente aos autovalores com o valor original do ganho *droop*. O ponto *A* se refere aos autovalores correspondentes com a diminuição do *droop*, e o ponto *C* é referente aos autovalores correspondentes com o aumento do *droop*.

Os modos de regulação de frequência identificados nesta etapa são os autovalores do ponto *B*.

Adicionalmente ao estudo proposto em [33], nesta metodologia são calculadas as distâncias dos autovalores obtidos para o SEE linearizado com a variação da constante  $R_p$  em relação aos autovalores para o sistema linearizado com os valores originais de  $R_p$ .

A Figura 3.14 ilustra o cálculo das distâncias entre os autovalores em cada grupo.



**Figura 3.14** – Cálculo das distâncias entre os autovalores.

As distâncias  $d_1$  e  $d_2$  são calculadas de acordo com as equações (3.15) e (3.16), respectivamente:

$$d_1 = \sqrt{(x_B - x_A)^2 + (y_B - y_A)^2} \quad (3.15)$$

$$d_2 = \sqrt{(x_C - x_B)^2 + (y_C - y_B)^2} \quad (3.16)$$

Identifica-se qual grupo de autovalores apresenta a maior distância (entre  $d_1$  e  $d_2$ ). Os autovalores do ponto B (com os valores originais do *droop*) do grupo identificado representam o modo de regulação de frequência selecionado para a etapa (II).

#### Etapla (II): Análise de controlabilidade do modo selecionado

Para os autovalores do modo de regulação de frequência selecionado na etapa (I), é verificada a controlabilidade através de um algoritmo baseado em medidas geométricas. Este algoritmo, proposto por [49], é descrito a seguir.

Considerando a representação linear do sistema elétrico de potência, descrita pelas equações (3.17) e (3.18):

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (3.17)$$

$$y = Cx \quad (3.18)$$

Onde:

$x$ : vetor de estado (vetor  $n$ )

$y$ : vetor de saída (vetor  $m$ )

$u$ : vetor de controle (vetor  $r$ )

$A$ : matriz de estado (matriz  $n \times n$ )

$B$ : matriz de controle (matriz  $n \times r$ )

$C$ : matriz de saída (matriz  $m \times n$ )

Pode-se supor a matriz  $A$ , com  $n$  autovalores distintos ( $\lambda_k$ ,  $k = 1, \dots, n$ ) e as matrizes correspondentes aos autovalores à esquerda e à direita, dados por  $\Psi$  e  $T$ . As medidas geométricas de controlabilidade ( $m_{ci}$ ) associadas ao modo  $k$ , são dadas pela equação 3.19 [49]:

$$m_{ci}(k) = \cos(\alpha(\Psi_k, b_i)) = \frac{|b_i^T \Psi_k|}{\|\Psi_k\| \|b_i\|} \quad (3.19)$$

com  $b_i$  a  $i^{\text{ésima}}$  coluna da matrix de entrada  $B$  (correspondente a  $i^{\text{ésima}}$  entrada);  $\alpha(\Psi_k, b_i)$  é o ângulo geométrico entre o vetor de entrada  $i$  e o  $k^{\text{ésimo}}$  autovetor à esquerda. Geometricamente, a controlabilidade pode ser interpretada como o cosseno do ângulo entre os vetores  $b_i^T$  e  $\Psi_k$ . Se o cosseno desse ângulo é próximo de zero,  $b_i^T$  e  $\Psi_k$  são praticamente ortogonais, o que indica um baixo índice de controlabilidade do modo analisado. Logo, quanto maior a abertura angular entre os vetores, melhor será a controlabilidade do modo de oscilação analisado. O algoritmo tem como objetivo indicar quanto o  $n$ -ésimo modo do sistema é controlado a partir das entradas especificadas no SEE [49].

Para o modo selecionado, verifica-se a unidade geradora (máquina síncrona ou parque eólico) associada ao sinal de entrada com o maior índice de controlabilidade, e a análise indica que a bateria pode ser mais eficaz na redução do afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*) quando conectada no barramento desse gerador.

### 3.4.2 Algoritmo

A metodologia proposta pode ser resumida no seguinte algoritmo:

- i. Obtenção do modelo linear do sistema elétrico;
- ii. Checagem para verificar se já há bateria(s) alocada(s) no sistema;
- iii. Seleção de um conjunto de barras candidatas e definição do número máximo de baterias ( $n = 1, 2, \dots, nd$ ) que serão alocadas;
- iv. enquanto  $n \leq nd$ 
  - a. Variar o ganho droop dos geradores síncronos;
  - b. Selecionar o modo de oscilação com a variação máxima (modo de regulação de frequência);
  - c. Análise de índices de controlabilidade do modo de regulação de frequência selecionado;
  - d. A bateria deve ser alocada no barramento da unidade geradora com o maior índice de controlabilidade;

- e. Remover todos os barramentos que já contêm a bateria do conjunto de barras candidatas;

fim

- v. Simulações não-lineares no domínio do tempo para validar os resultados (opcional).

No próximo capítulo, a metodologia proposta nesta seção será aplicada para identificar os melhores barramentos para a alocação de até duas baterias no sistema-teste com a geração eólica, utilizado neste trabalho.

## 4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

### 4.1 INTRODUÇÃO

Nesta seção serão apresentados alguns resultados obtidos no desenvolvimento deste trabalho, considerando os estudos com a bateria no modelo detalhado, para o sistema-teste com geração eólica.

Na seção 4.2 são aplicadas as etapas (I) e (II) da metodologia de alocação para a primeira bateria no SEE, visando a melhoria da resposta de frequência, através de análises de controlabilidade com autovalores. Adicionalmente, serão realizadas simulações não-lineares com aplicação de distúrbios de adição de carga no SEE, para validar os resultados da análise de controlabilidade. Na seção 4.3, procedimento se repete com a aplicação da metodologia de alocação para a segunda bateria no SEE, também seguida de simulações não-lineares para validar os resultados da análise de controlabilidade.

Tanto para as análises de controlabilidade com autovalores, quanto para as simulações não-lineares, o estado de carga inicial da bateria ( $SoC_0$ ) é considerado em 85%, de acordo com [28]. Além disso, é considerado apenas o controle de frequência primário no SEE.

Na seção 4.4, são realizadas algumas simulações complementares: comparativo com uma e duas baterias no sistema; e teste incluindo o controle de frequência secundário (CAG) no gerador 3.

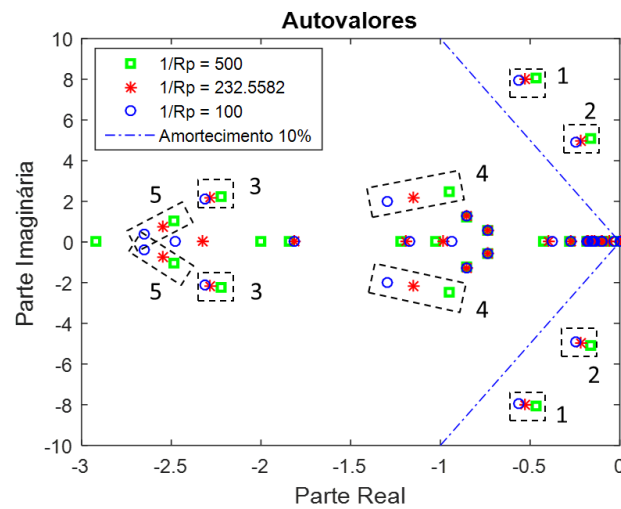
Na seção 4.5 é apresentado um quadro com o resumo dos resultados para as análises de controlabilidade com autovalores e para as simulações não-lineares, para a alocação de uma e duas baterias no SEE.



## 4.2 ALOCAÇÃO DA PRIMERA BATERIA

### 4.2.1 Etapa (I): Identificação dos modos de regulação de frequência e seleção do modo de interesse

A Figura 4.1 apresenta os autovalores com parte real no intervalo  $(-3, 0)$ , com a variação do ganho *droop* ( $1/R_p$ ).



**Figura 4.1** – Autovalores com parte real no intervalo  $(-3, 0)$ , com destaque para os grupos que mais variam com a alteração no *droop*.

Para cada um dos grupos de autovalores destacados nas Figuras 4.1 são calculadas as distâncias em relação aos autovalores com o *droop* original ( $1/R_p = 232,5582$ ). O cálculo das distâncias é realizado utilizando as equações (3.15) e (3.16).

A Tabela 4.1 apresenta os resultados para o cálculo das distâncias entre os autovalores, para cada grupo de autovalores com as alterações no *droop*.

**Tabela 4.1** – Tabela-resumo com os autovalores com parte real no intervalo (-3, 0) que mais variam com as alterações no *droop*.

Grupo de Autovalores	Droop (1/Rp) = 100 (A)		Droop (1/Rp) = 232,5582 (B)		Droop (1/Rp) = 500 (C)		Distância entre (A) e (B) (B) e (C)	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag	Módulo	Módulo
1	-0,5654	±7,9441	-0,5320	±7,9771	-0,4665	±8,0426	0,0469	0,0927
2	-0,2443	±4,8949	-0,2176	±4,9696	-0,1630	±5,1121	0,0794	0,1526
3	-2,3124	±2,1027	-2,2860	±2,1793	-2,2202	±2,2582	0,0810	0,1027
4	-1,2941	±2,0030	-1,1496	±2,1534	-0,9527	±2,4835	0,2086	0,3843
5	-2,6521	±0,3805	<b>-2,5460</b>	<b>±0,7549</b>	-2,4839	±1,0121	<b>0,3892</b>	0,2646

De acordo com a Tabela 4.1, os autovalores do grupo 5 apresentam a maior distância (0,3892), que ocorre entre os pontos (A) e (B). Logo, os autovalores desse grupo com o valor original do *droop* ( $-2,5460 \pm j0,7549$ ) representam o modo de regulação de frequência selecionado para a análise de controlabilidade, que são feitas na etapa (II).

#### 4.2.2 Etapa (II): Análise de controlabilidade do modo selecionado

A Tabela 4.2 apresenta a análise de controlabilidade para os autovalores do modo selecionado na etapa (I).

**Tabela 4.2** – Análise de controlabilidade para os autovalores do modo selecionado na etapa (I).

Autovalores $-2,5460 \pm j0,7549$	
Controlabilidade	
Sinais de entrada	Índice
$Tm(1)$	<b>0,000402</b>
$Tm(2)$	0,000390
$Tm(3)$	0,000321
$Tm_{eol}$	0,000246

Da Tabela 4.2, verifica-se que o toque mecânico das turbinas térmicas ( $Tm$ ) associado ao gerador 1 (G1) apresenta o maior índice de controlabilidade (0,000402), logo o G1 é o mais controlável e a análise indica que a primeira bateria pode ser mais eficaz na redução do *Nadir* quando conectada no barramento desse gerador.

### 4.2.3 Validação dos resultados através de simulações não-lineares

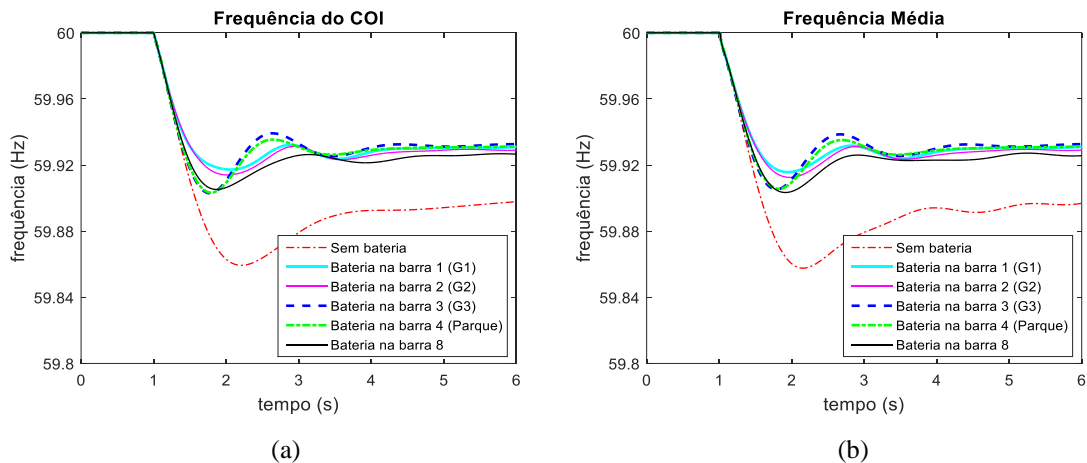
Para a análise de simulações não-lineares do SEE, utilizando o *Simulink*, são aplicados os seguintes casos de perturbações no sistema:

- a) Caso 1: Adição de 200 MW na barra de carga 7, no instante de 1 segundo;
- b) Caso 2: Adição de 200 MW na barra de carga 9, no instante de 1 segundo.

Na identificação do melhor barramento para a alocação da primeira bateria no SEE, a frequência do *COI* e a frequência média das unidades geradoras são verificadas.

- a) Caso 1: Adição de 200 MW na barra de carga 7, no instante de 1 segundo;

A Figura 4.2 mostra o comportamento da frequência do *COI* e da frequência média das unidades geradoras nos primeiros instantes após a aplicação da perturbação, para testes com uma bateria no SEE.

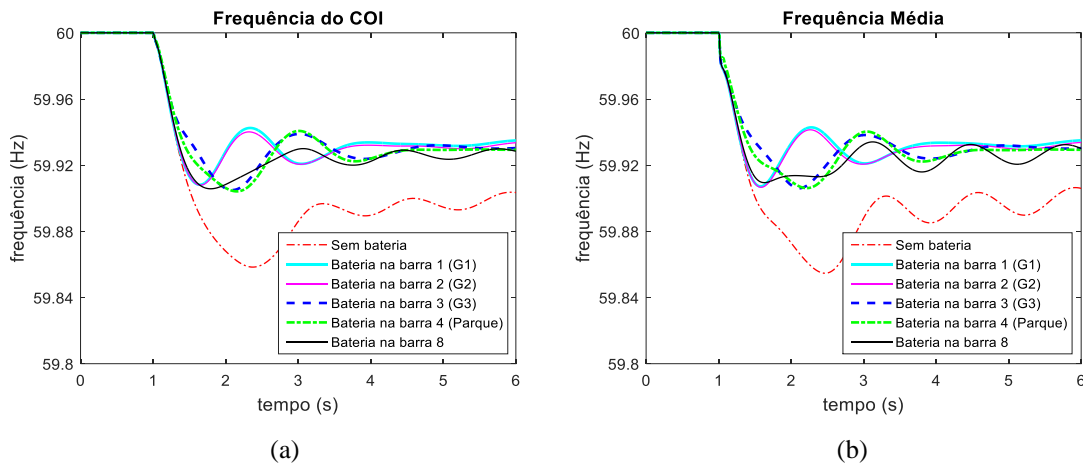


**Figura 4.2** – (a) Frequência do *COI*; (b) Frequência média.

Na Figura 4.2, a frequência do *COI* e a frequência média mostram que o menor afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*) ocorre quando a bateria é conectada na barra 1. Portanto, o melhor ponto para a alocação da primeira bateria no SEE é na barra 1.

b) Caso 2: Adição de 200 MW na barra de carga 9, no instante de 1 segundo.

A Figura 4.3 mostra o comportamento da frequência do *COI* e da frequência média das unidades geradoras nos primeiros instantes após a aplicação da perturbação, para testes com uma bateria no SEE.



**Figura 4.3** – (a) Frequência do *COI*; (b) Frequência média.

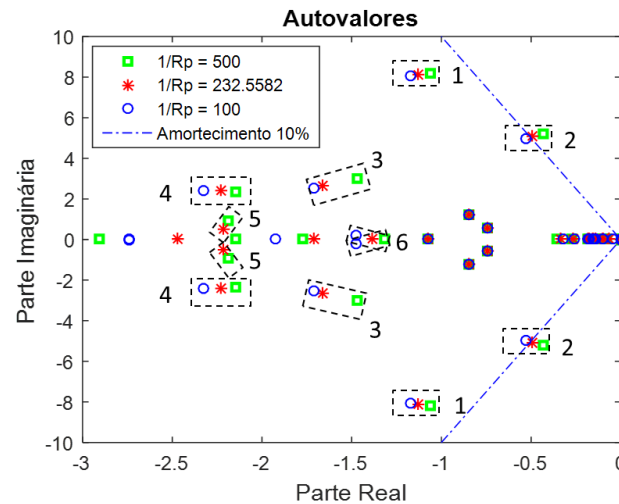
Na Figura 4.3(a), a frequência do *COI* mostra que o menor *Nadir* ocorre com a bateria conectada na barra 1 ou 2. Na Figura 4.3(b), a frequência média indica que o menor *Nadir* ocorre quando a bateria é conectada na barra 8. Neste caso, portanto, obtêm-se diferentes resultados para a alocação da primeira bateria no SEE.

#### 4.3 ALOCAÇÃO DA SEGUNDA BATERIA

No estudo para a alocação da primeira bateria no SEE, a análise de controlabilidade indica que o melhor ponto para a alocação da primeira bateria no SEE é na barra 1. Logo, nesta seção será analisada a alocação da segunda bateria, considerando o sistema com uma bateria já alocada na barra 1.

#### 4.3.1 Etapa (I): Identificação dos modos de regulação de frequência e seleção do modo de interesse

A Figura 4.4 apresenta os autovalores com parte real no intervalo  $(-3, 0)$ , com a variação do ganho *droop* ( $1/R_p$ ).



**Figura 4.4** – Autovalores com parte real no intervalo  $(-3, 0)$ , com destaque para os grupos que mais variam com a alteração no *droop*.

Para cada um dos grupos de autovalores destacados nas Figuras 4.4 são calculadas as distâncias em relação aos autovalores com o *droop* original ( $1/R_p = 232,5582$ ). O cálculo das distâncias é realizado utilizando as equações (3.15) e (3.16).

A Tabela 4.3 apresenta os resultados para o cálculo das distâncias entre os autovalores, para cada grupo de autovalores com as alterações no *droop*.

**Tabela 4.3** – Tabela-resumo com os autovalores com parte real no intervalo  $(-3, 0)$  que mais variam com as alterações no *droop*.

Grupo de Autovalores	Droop ( $1/R_p$ ) = 100 (A)		Droop ( $1/R_p$ ) = 232,5582 (B)		Droop ( $1/R_p$ ) = 500 (C)		Distância entre (A) e (B) (B) e (C)	
	Real	Imag	Real	Imag	Real	Imag	Módulo	Módulo
1	-1,1690	$\pm 8,0667$	-1,1316	$\pm 8,1030$	-1,0584	$\pm 8,1749$	0,0521	0,1026
2	-0,5319	$\pm 4,9883$	-0,4975	$\pm 5,0667$	-0,4290	$\pm 5,2145$	0,0856	0,1629
3	-1,7123	$\pm 2,5085$	-1,6593	$\pm 2,6669$	-1,4709	$\pm 2,9954$	0,1670	0,3787
4	-2,3277	$\pm 2,4325$	-2,2285	$\pm 2,4182$	-2,1466	$\pm 2,3593$	0,1002	0,1009
5	-----	-----	<b>-2,2147</b>	<b><math>\pm 0,5018</math></b>	-2,1862	$\pm 0,9291$	-----	<b>0,4283</b>
6	-1,4790	$\pm 0,1816$	-1,3885	$\pm 0,0000$	-1,3164	$\pm 0,0000$	0,2029	0,0721

De acordo com a Tabela 4.3, os autovalores do grupo 5 apresentam a maior distância (0,4283), que ocorre entre os pontos (B) e (C). Logo, os autovalores desse grupo com o valor original do *droop* ( $-2,2147 \pm j0,5018$ ) representam o modo de regulação de frequência selecionado para a análise de controlabilidade, que são feitas na etapa (II).

#### 4.3.2 Etapa (II): Análise de controlabilidade do modo selecionado

A Tabela 4.4 apresenta a análise de controlabilidade para os autovalores do modo selecionado na etapa (I).

**Tabela 4.4** – Análise de controlabilidade para os autovalores do modo selecionado na etapa (I).

Autovalores $-2,2147 \pm j0,5018$	
Controlabilidade	
Sinais de entrada	Índice
<i>Tm_eol</i>	<b>0,000638</b>
<i>Tm(3)</i>	0,000474
<i>Tm(1)</i>	0,000330
<i>Tm(2)</i>	0,000307

Da Tabela 4.4, verifica-se que o toque mecânico das turbinas eólica (*Tm\_eol*) apresenta o maior índice de controlabilidade (0,000638), logo o parque eólico é o mais controlável e a análise indica que a segunda bateria pode ser mais eficaz na redução do *Nadir* quando conectada no barramento dessa unidade geradora.

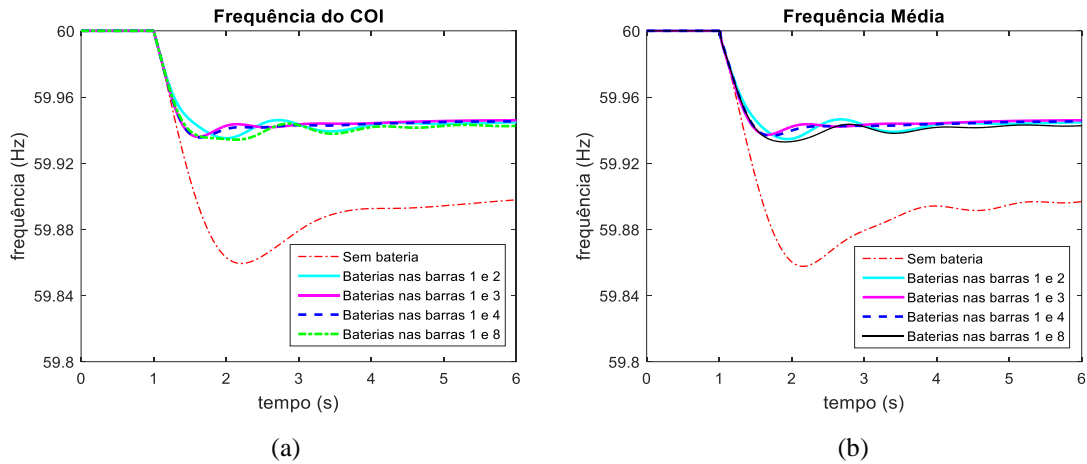
#### 4.3.3 Validação dos resultados através de simulações não-lineares

Para a análise de simulações não-lineares do SEE, utilizando o *Simulink*, são aplicados os mesmos casos de perturbações utilizados na seção 4.2.3.

Assim como no estudo para a alocação da primeira bateria, na identificação do melhor barramento para a alocação da segunda bateria no SEE, a frequência do *COI* e a frequência média das unidades geradoras são verificadas.

a) Caso 1: Adição de 200 MW na barra de carga 7, no instante de 1 segundo;

A Figura 4.5 mostra o comportamento da frequência do *COI* e da frequência média das unidades geradoras nos primeiros instantes após a aplicação da perturbação, para testes com duas bateria no SEE.



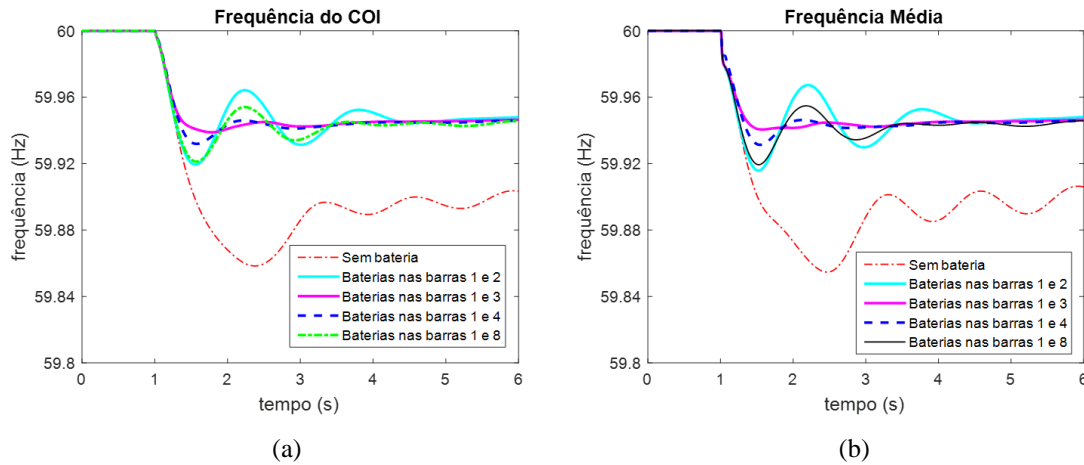
**Figura 4.5** – (a) Frequência do *COI*; (b) Frequência média.

Na Figura 4.5(a), a frequência do *COI* indica que todos os testes mostram resultados similares para o afundamento de frequência na primeira oscilação. No entanto, na Figura 4.5(b), a frequência média mostra que, o menor *Nadir* ocorre com as baterias conectadas nas barras 1 e 3 ou nas barras 1 e 4, mesmo sendo por uma diferença mínima em relação aos demais testes.

Neste caso, a diferença entre os testes é bem pequena, pois, com duas baterias conectadas no SEE, o auxílio dos dispositivos de armazenamento na redução do *Nadir* atinge a saturação.

b) Caso 2: Adição de 200 MW na barra de carga 9, no instante de 1 segundo.

A Figura 4.6 mostra o comportamento da frequência do *COI* e da frequência média das unidades geradoras nos primeiros instantes após a aplicação da perturbação, para testes com duas bateria no SEE.



**Figura 4.6** – (a) Frequência do *COI*; (b) Frequência média.

Na Figura 4.6, a frequência do *COI* e a frequência média indicam que o menor *Nadir* ocorre com as baterias conectadas nas barras 1 e 3. Neste caso, portanto, o melhor ponto de conexão para a segunda bateria no SEE é na barra 3.

#### 4.4 SIMULAÇÕES COMPLEMENTARES

Para os dois casos de perturbação de adição de carga aplicados nas seções 4.2.3 e 4.3.3, são realizadas algumas simulações complementares no SEE: comparativo com uma e duas baterias no sistema; e teste incluindo o controle de frequência secundário (CAG) no gerador 3.

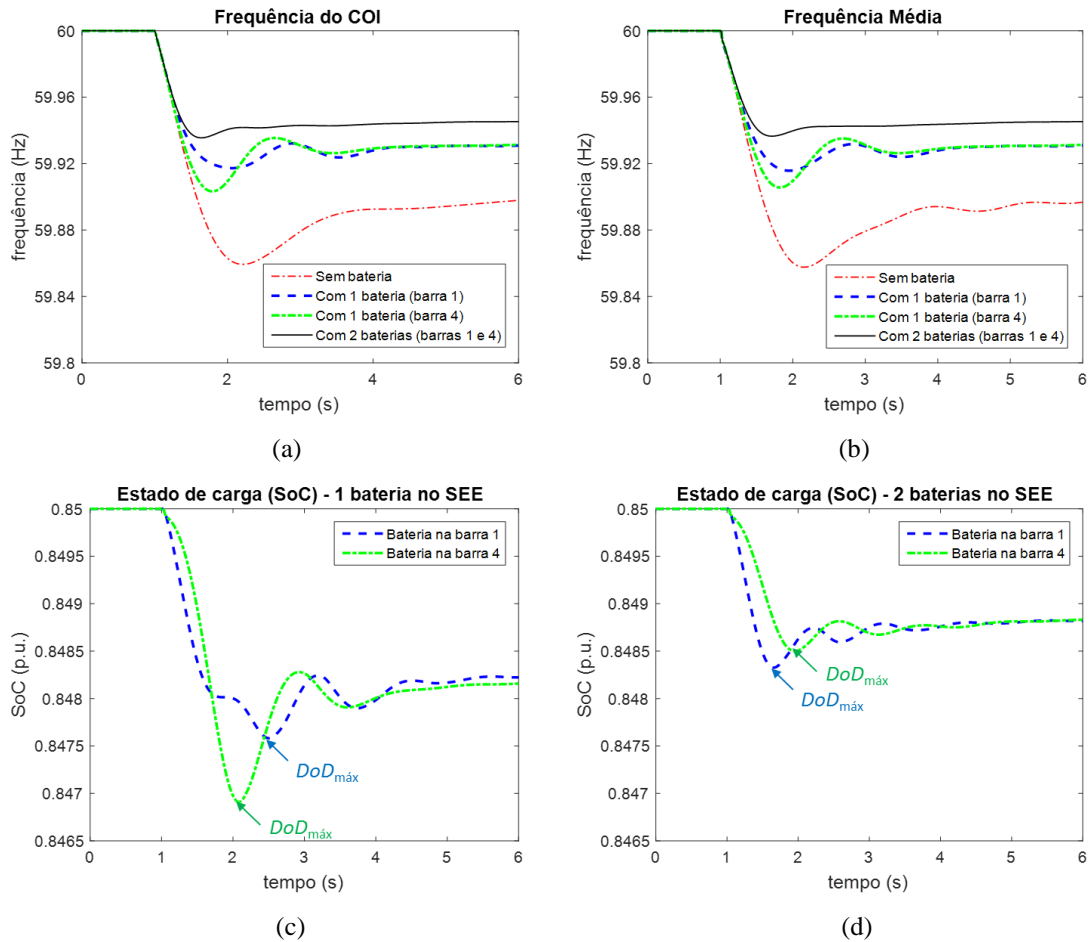
##### 4.4.1 Comparativo: uma e duas baterias no SEE

Foram realizados testes comparativos com a distribuição de baterias no SEE, considerando a alocação das baterias de acordo com os resultados das análises de controlabilidade com autovalores, realizadas nas seções 4.2.2 e 4.3.2.

a) Caso 1: Adição de 200 MW na barra de carga 7, no instante de 1 segundo

A Figura 4.7 mostra o comportamento da frequência do *COI*, da frequência média das unidades geradoras e o estado de carga para uma e duas baterias conectadas ao SEE.



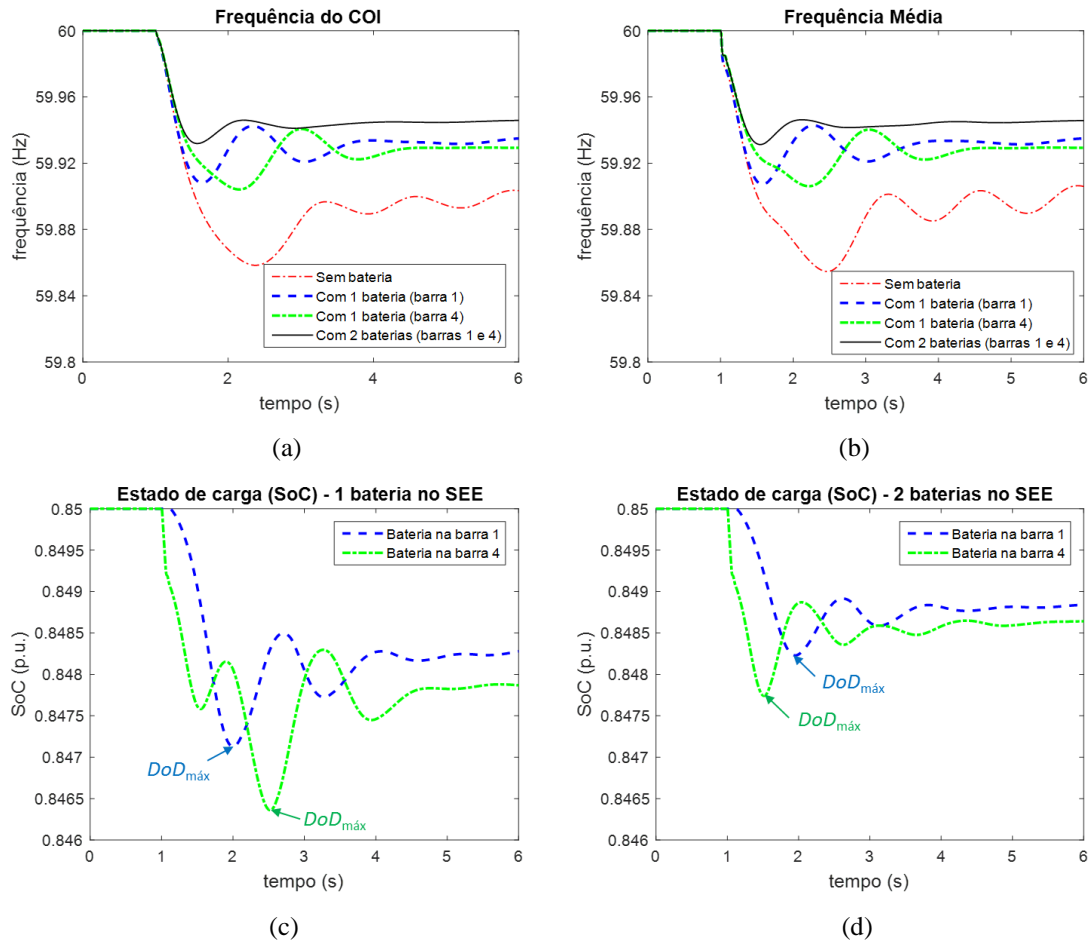


**Figura 4.7** – (a) Frequência da *COI*; (b) Frequência média; (c) Estado de carga para uma bateria no SEE; (d) Estado de carga para duas baterias no SEE.

Nas Figuras 4.7(a) e (b), verifica-se que, quanto mais baterias são conectadas ao sistema, menor é o afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*) e também há redução no desvio de frequência em relação à frequência nominal dos geradores. Das Figuras 4.7(c) e (d), observa-se que, com a adição de baterias ao sistema, diminui-se a profundidade de descarga máxima ( $DoD_{m\acute{a}x}$ ) de cada bateria. Isso contribui para o prolongamento da vida útil do dispositivo, dado que a redução do  $DoD$  diminui o desgaste da bateria.

b) Caso 2: Adição de 200 MW na barra de carga 9, no instante de 1 segundo

A Figura 4.8 mostra o comportamento da frequência do *COI*, da frequência média das unidades geradoras e o estado de carga para uma e duas baterias conectadas ao SEE.



**Figura 4.8** – (a) Frequência do *COI*; (b) Frequência média; (c) Estado de carga para uma bateria no SEE; (d) Estado de carga para duas baterias no SEE.

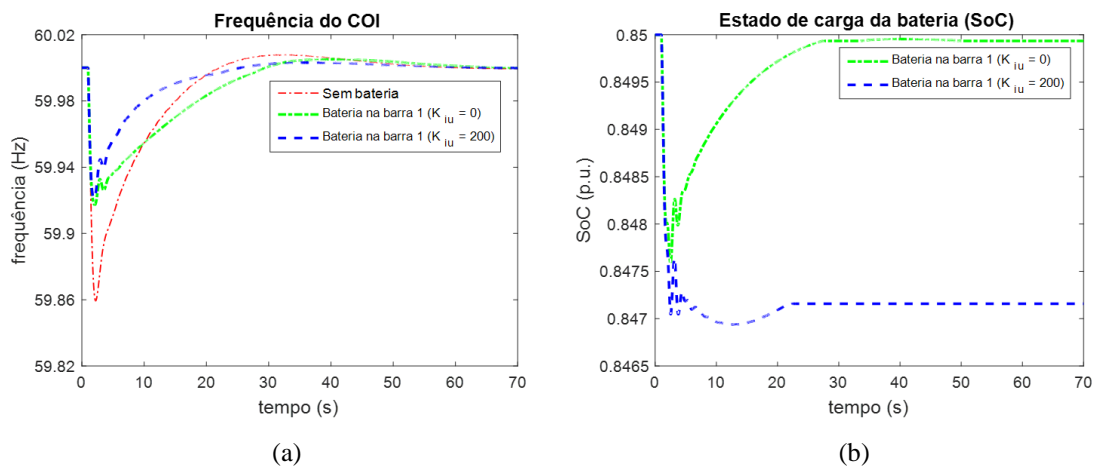
Nas Figuras 4.8(a) e (b), verifica-se que, quanto mais baterias são conectadas ao sistema, menor é o afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*) e também há redução no desvio de frequência em relação à frequência nominal dos geradores. Das Figuras 4.8(c) e (d), observa-se que, com a adição de baterias ao sistema, diminui-se a profundidade de descarga máxima ( $DoD_{m\acute{a}x}$ ) de cada bateria.

#### 4.4.2 Teste incluindo o controle de frequência secundário (CAG) no gerador 3

Foram realizadas simulações com a inclusão do CAG no gerador 3 do sistema, com o objetivo de avaliar o auxílio da bateria no controle de frequência secundário do SEE. Foi escolhido o CAG no gerador 3 por este estar na barra de referência do sistema. Observou-se a frequência do *COI* e o estado de carga da bateria.

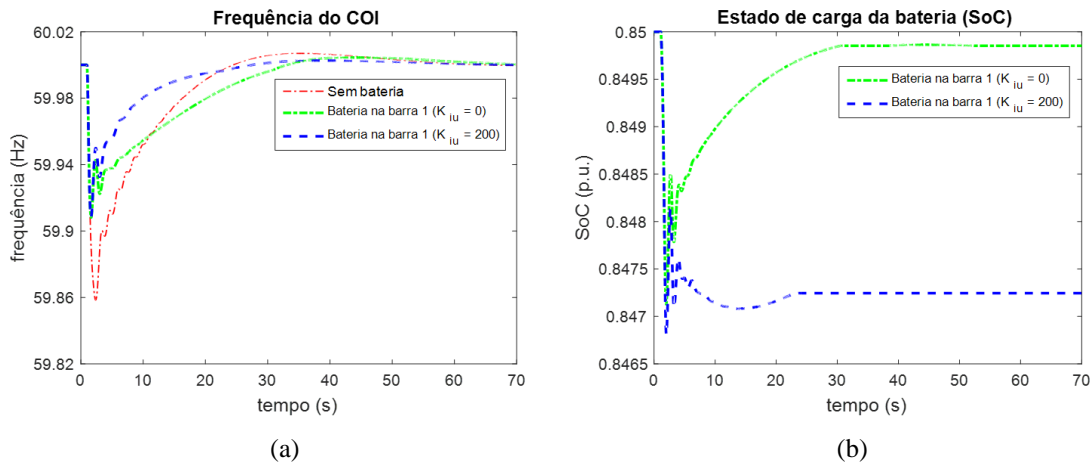
As Figuras 4.9 e 4.10 ilustram, respectivamente, para os casos de perturbação 1 e 2, o comportamento da frequência do *COI* e do estado de carga da bateria conectada na barra 1 do SEE, considerando o dispositivo de armazenamento em duas condições: sem ganho integral ( $K_{iu} = 0$ ) e com ganho integral ( $K_{iu} = 200$ ).

a) Caso 1: Adição de 200 MW na barra de carga 7, no instante de 1 segundo



**Figura 4.9** – (a) Frequência do *COI*; (b) Estado de carga da bateria.

b) Caso 2: Adição de 200 MW na barra de carga 9, no instante de 1 segundo



**Figura 4.10** – (a) Frequência do *COI*; (b) Estado de carga da bateria.

Nas Figura 4.9(a) e 4.10(a), observa-se que a bateria pode auxiliar também no controle de frequência secundário do sistema, reduzindo o tempo de correção do desvio de frequência em regime permanente. Para isso, deve-se considerar um ganho integral  $K_{iu}$  em sua malha de controle. As Figuras 4.9(b) e 4.10(b) mostram que, sem ganho integral, o estado de carga da bateria retorna a um valor próximo do seu valor inicial, após a correção do desvio de frequência. O *SoC* não retorna exatamente ao seu valor inicial devido à limitações na modelagem da bateria. Considerando o ganho integral  $K_{iu}$ , o *SoC* não é recuperado após a correção do desvio de frequência. Isso se deve à uma limitação do integrador associado ao ganho  $K_{iu}$  na modelagem do controle da bateria.

## 4.5 RESUMO DOS RESULTADOS

### 4.5.1. Alocação de baterias no SEE

O Quadro 4.1 apresenta um resumo dos resultados para a análise de controlabilidade com autovalores para a alocação da primeira e segunda baterias no SEE. O Quadro 4.2 mostra um resumo dos resultados para as simulações não-lineares, na análise do afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*) para a alocação de baterias no SEE.

**Quadro 4.1** – Resumo dos resultados para a análise de controlabilidade com autovalores para a alocação de baterias no SEE.

<b>Análise de controlabilidade com autovalores</b>			
<b>Alocação da primeira bateria no SEE</b>			
Mais controlável		Menos controlável	
<b>1°</b>	<b>2°</b>	<b>3°</b>	<b>4°</b>
<b>G1</b>	G2	G3	Parque Eólico
<b>Alocação da segunda bateria no SEE</b>			
Mais controlável		Menos controlável	
<b>1°</b>	<b>2°</b>	<b>3°</b>	<b>4°</b>
<b>Parque Eólico</b>	G3	G1	G2

**Quadro 4.2** – Resumo dos resultados para as simulações não-lineares, na análise do *Nadir*.

<b>Simulações não-lineares</b>		
<b>Testes com uma bateria no SEE</b>		
<b>Caso 1</b> (+200 MW na barra 7)	Menor Nadir	
	<b>Freq. do COI</b>	<b>Freq. média</b>
	Bateria na barra 1	Bateria na barra 1
<b>Caso 2</b> (+200 MW na barra 9)	<b>Freq. do COI</b>	<b>Freq. média</b>
	Bateria na barra 1 ou 2	Bateria na barra 8
<b>Testes com duas baterias no SEE</b>		
<b>Caso 1</b> (+200 MW na barra 7)	Menor Nadir	
	<b>Freq. do COI</b>	<b>Freq. média</b>
	Todos os resultados similares	Baterias nas barras 1 e 3 ou 1 e 4
<b>Caso 2</b> (+200 MW na barra 9)	<b>Freq. do COI</b>	<b>Freq. média</b>
	Baterias nas barras 1 e 3	Baterias nas barras 1 e 3

No Quadro 4.1, as análises de controlabilidade indicam a alocação da primeira bateria na barra 1 (G1) e a alocação da segunda bateria na barra 4 (Parque Eólico). No Quadro 4.2, para os testes com uma bateria no SEE, considerando a perturbação do Caso 1, a frequência do *COI* e a frequência média das unidades geradoras indicam que a bateria conectada na barra 1 apresenta o menor *Nadir*, sendo estes resultados coerentes com a análise de controlabilidade para a alocação da primeira bateria. Considerando a perturbação do Caso 2, apenas a frequência do *COI* é coerente com a análise de controlabilidade, indicando que a bateria conectada na barra 1 ou 2 (G2) apresenta o menor *Nadir*.

Ainda no Quadro 4.2, para os testes com duas baterias no SEE, considerando a perturbação do Caso 1, a frequência média indica que o menor *Nadir* ocorre com as baterias nas barras 1 e 3 ou 1 e 4, sendo esta última configuração (1 e 4) coerente com a análise de

controlabilidade para a alocação da segunda bateria. Já a frequência do *COI* indica que todas as configurações apresentam resultados similares para a análise do *Nadir*, pois o auxílio dos dispositivos de armazenamento na redução do *Nadir* atinge a saturação. Considerando a perturbação do Caso 2, a frequência do *COI* e a frequência média apontam que o menor *Nadir* ocorre para as baterias conectadas nas barras 1 e 3.

## 5 CONCLUSÕES, TRABALHOS FUTUROS E TRABALHOS PUBLICADOS

### 5.1 CONCLUSÕES

Em alguns países, o aumento da penetração da geração intermitente em sistemas de potência, como a energia eólica, é acompanhado de uma tendência de corte de unidades de geração convencional. A entrada de plantas de geração eólica tende a reduzir a inércia global do sistema, e isso está associado com uma redução da capacidade de controle de frequência em SEE.

O crescente interesse pelo uso de dispositivos de armazenamento para a melhoria do desempenho dinâmico em sistemas elétricos de potência tem motivado o desenvolvimento de pesquisas nesse campo de estudo. Dado que o controle de frequência tem extrema importância em sistemas de energia, estudos com Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria para auxílio no controle de frequência vêm sendo explorados.

Neste trabalho foi analisada a aplicação de um modelo genérico detalhado de bateria (modelo adaptado em relação a um modelo existente) em um sistema-teste com a participação da geração intermitente (eólica), para verificação do desempenho do dispositivo de armazenamento no auxílio do controle de frequência em sistemas de energia.

Inicialmente foi observado o auxílio da bateria no controle de frequência primário do SEE. Foi proposto um estudo para a alocação de baterias no SEE baseado na controlabilidade de modos de regulação de frequência, através de análises de estabilidade a pequenas perturbações com autovalores e simulações não-lineares. As análises de controlabilidade indicaram que o melhor ponto de conexão para uma bateria no sistema é na barra 1 e, para a alocação de duas baterias, a melhor configuração é nas barras 1 e 4. As simulações não-lineares mostraram coerência para a maioria dos resultados da análise do *Nadir* em relação às análises de controlabilidade com autovalores para a alocação de uma e duas baterias, considerando o comportamento da frequência do *COI* e da frequência média das unidades geradoras. O resultado menos coerente foi para a perturbação do Caso 2, nos testes com duas baterias, nos quais as simulações não-lineares mostraram que o menor *Nadir* ocorre para as baterias conectadas nas barras 1 e 3.

Nos testes comparativos com uma e duas baterias, observou-se que, com a disseminação de baterias no SEE, os dispositivos atuam de forma mais efetiva no auxílio do

controle de frequência primário. Há redução do afundamento de frequência na primeira oscilação (*Nadir*) e redução do desvio de frequência em relação à frequência nominal dos geradores. Além disso, diminui-se a profundidade de descarga máxima de cada bateria.

Posteriormente foram realizados testes com a inclusão do controle de frequência secundário, com uma bateria no SEE, e verificou-se que o dispositivo de armazenamento também pode auxiliar esse controle, reduzindo o tempo de correção do erro em regime permanente.

Entre as principais contribuições deste trabalho pode-se destacar a abordagem sistemática na identificação dos pontos de conexões mais eficazes para uma e duas baterias, visando a resposta de frequência inercial do SEE. Diferente de outros trabalhos apresentados na literatura, neste trabalho, os estudos são realizados utilizando modelos completos que melhoram a análise. Todos os resultados obtidos são validados usando a simulação não-linear no domínio do tempo.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Além das análises abordadas neste trabalho, são propostos os seguintes tópicos como trabalhos futuros:

- Implementar o controle de frequência e considerar a variação do vento na modelagem do parque eólico;
- Implementar o modelo de bateria detalhado em sistemas-teste (com geração intermitente) de portes maiores, e verificar se a bateria apresenta resultados eficazes para diversos testes em tais sistemas;
- Investigar em detalhes as limitações elétricas e mecânicas do modelo de parque eólico e as limitações elétricas do modelo detalhado da bateria;
- Investigar como os sistemas híbridos de armazenamento, conjugando baterias com outras tecnologias, interferem no controle de frequência em SEE. Verificar se esses sistemas são mais eficazes no auxílio do controle de frequência, comparado com o sistema que utiliza apenas baterias;
- Comparar o uso de controle de aerogeradores com o controle das baterias, considerando também os dois ao mesmo tempo.



### 5.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado, foram realizados dois trabalhos no tema de estudo:

- T. Pieroni, M. Nanni, R. T. Motta e D. Dotta, “Aplicação de Dispositivos de Armazenamento de Energia para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência”, XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 2017. Informe técnico aceito, apresentado e publicado no Acervo Técnico 2017 do XXIV SNPTEE.
- T. Pieroni e D. Dotta, “*Identification of the Most Effective Point of Connection for BESS Focusing on Power Systems Frequency Response Improvement*”, *Energies* 2018. Artigo aceito pela revista *Energies* (publicação em andamento).

## REFERÊNCIAS

- [1] "EUROPA - A UE por temas - Energia". Disponível em: [https://europa.eu/european-union/topics/energy\\_pt](https://europa.eu/european-union/topics/energy_pt). Acesso em: 07/11/2016.
- [2] "MATRIZ ENERGÉTICA CHINESA.". Disponível em: <https://petroleiroanistiado.wordpress.com/2014/11/13/matriz-energetica-chinesa/>. Acesso em: 07/11/2016.
- [3] "Brasil registra recorde de geração eólica diária - Secretaria de Energia e Mineração". Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/2016/09/brasil-registra-recorde-de-geracao-eolica-diaria/>. Acesso em: 07/11/2016.
- [4] L. d. O. Rêgo, "Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de Sistemas de Energia Elétrica", UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2017.
- [5] GWEC, "Global Wind Statistics 2017", Global Wind Energy Council. Disponível em: [http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC\\_PRstats2017\\_EN-003\\_FINAL.pdf](http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf). Acesso em: 17/03/2018.
- [6] ABEEólica. "Brasil chega a 13 GW de capacidade instalada de energia eólica". Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/noticias/brasil-chega-a-13-gw-de-capacidade-instalada-de-energia-eolica/>. Acesso em: 17/03/2018.
- [7] ABEEólica, "Boletim Anual de Geração Eólica 2016", Associação Brasileira de Energia Eólica.
- [8] ABEEólica, "Brasil encerra 2017 com 12,76 GW de capacidade instalada de energia eólica". Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/noticias/brasil-encerra-2017-com-1276-gw-de-capacidade-instalada-de-energia-eolica/>. Acesso em: 17/03/2018.
- [9] P. O. S. Elétrico. "Eólica alcança 7% da matriz elétrica brasileira". Disponível em: <https://www.osetoelettrico.com.br/eolica-alcanca-7-da-matriz-eletrica-brasileira/>. Acesso em: 06/10/2017.
- [10] T. Pieroni et. al., "Aplicação de Dispositivos de Armazenamento de Energia para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência", XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 2017.
- [11] J. Skea et. al., "Intermittent renewable generation and the cost of maintaining power system reliability", 2008.
- [12] A. Tietê. "Armazenamento de energia por baterias transforma o setor elétrico". Disponível em: <https://www.aestiete.com.br/noticia/armazenamento-de-energia-por-baterias-transforma-o-setor-eletrico/>. Acesso em: 08/11/2017.
- [13] H. Thurner, "Battery Storage Systems for Electricity Technology, Applications and Economics of large Projects in Central and Eastern Europe", Renewable Energy in Central and Eastern Europe, Vienna, Austria, 2016.
- [14] M. Koller et. al, "Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system", *Electric Power Systems Research*, vol. 120, pp. 8, July 2014.

- [15] J. Schmutz, "Primary Frequency Control Provided by Battery", EEH – Power Systems Laboratory, ETH Zürich, 2013.
- [16] F. M. Gatta, "Application of a LiFePO<sub>4</sub> Battery Energy Storage System to Primary Frequency Control: Simulations and Experimental Results", *Energies*, vol. 9, November 2016.
- [17] H.-J. Moon, "An Analysis of Energy Storage Systems for Primary Frequency Control of Power Systems in South Korea", 2016.
- [18] V. Knap et. al, "Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016.
- [19] J. Li, "Design/test of a hybrid energy storage system for primary frequency control using a dynamic droop method in an isolated microgrid power system", *Applied Energy*, 2017.
- [20] D.-I. Stroe, "Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, pp. 9, 2017.
- [21] P. Mercier, R. Cherkaoui, and A. Oudalov, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 9, August 2009.
- [22] S. Kalyani, S. Nagalakshmi and R. Marisha. "Load Frequency Control Using Battery Energy Storage System in Interconnected Power System". 2012 Third International Conference on Computing, Communication and Networking Technologies (ICCCNT), Coimbatore, India.
- [23] U., Sen, and N. Kumar, "Load Frequency Control with Battery Energy Storage System". 2014 International Conference on Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), Allahabad, India.
- [24] K. R. Chowdary, "Load Frequency Control of A Typical Two Area Interconnected Power System by Using Battery Energy Storage System", 2014.
- [25] M. Toge, Y. Kurita, and S. Iwamoto, "Supplementary Load Frequency Control with Storage Battery Operation Considering SOC under Large-scale Wind Power Penetration", 2013.
- [26] M. Arita, A. Yokoyama, and Y. Tada, "Evaluation of Battery System for Frequency Control in Interconnected Power System with a Large Penetration of Wind Power Generation", in International Conference on Power System Technology, Chongqing, China, 2006.
- [27] K. C. Divya, and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems - An overview", *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 10, 2009.
- [28] Á. Ortega, and F. Milano, "Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 12, September, 2016.
- [29] Y. Kim, V. Raghunathan, and A. Raghunathan, "Design and Management of Hybrid Electrical Energy Storage Systems for Regulation Services", 2014.

- [30] "Resolução Normativa ANEEL nº 697 (16/12/2015)". Disponível em: [http://www.ons.org.br/download/contratos\\_ancilares/ren2015697.pdf](http://www.ons.org.br/download/contratos_ancilares/ren2015697.pdf). Acesso em: 16/11/2016.
- [31] "Notas de aula do Prof. Dr. Daniel Dotta". Disponível em: [www.dsee.fee.unicamp.br/~dotta/it003](http://www.dsee.fee.unicamp.br/~dotta/it003). Acesso em: 16/01/2017.
- [32] R. G. d. Almeida, and J. A. P. Lopes, "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007.
- [33] F. Wilches-Bernal, J. H. Chow, and J. J. Sanchez-Gasca, "A Fundamental Study of Applying Wind Turbines for Power System Frequency Control", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016.
- [34] P. Kundur, "Power System Stability and Control", EPRI, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [35] J. A. d. Santos, and R. A. Ramos, "IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls Report on the 4-generator system - CEPEL Software Package", 2015.
- [36] A. K. Singh, and B. C. Pal, "IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls - Report on the 68-Bus, 16-Machine, 5-Area System", 2013.
- [37] J. Chow, and G. Rogers, "Power System Toolbox Version 3.0", 1991-2008.
- [38] R. T. Motta, D. Dotta, "Representação Computacional de Parques Eólicos: Comparativo entre Modelos de Primeira e Segunda Geração", XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 2017.
- [39] F. Wilches-Bernal, "Applications of Wind Generation for Power System Frequency Control, Inter-Area Oscillations Damping and Parameter Identification", Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, New York, 2015.
- [40] K. Clark, N. W. Miller, and J. J. Sanchez-Gasca, "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies", GE Energy, 2009.
- [41] S. S. d. S. Júnior, "Proposta e Avaliação de um Método Adaptativo de Corte de Carga", UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2017.
- [42] M. Benini et. al., "Battery Energy Storage Systems for the Provision of Primary and Secondary Frequency Regulation in Italy". 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Florence, Italy.
- [43] R. Shankar, K. Chatterjee, and R. Bhushan, "Impact of energy storage system on load frequency control for diverse sources of interconnected power system in deregulated power environment", *Electrical Power and Energy Systems*, 2016.
- [44] T. Kerdphol, Y. Qudaih, and Y. Mitani, "Optimum battery energy storage system using PSO considering dynamic demand response for microgrids", *Electrical Power and Energy Systems*, 2016.
- [45] Á. Ortega, and F. Milano, "Design of a Control Limiter to Improve the Dynamic Response of Energy Storage Systems", 2015.

- [46] O. Tremblay, L.-A. Dessaint, and A.-I. Dekkiche, "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles", 2007.
- [47] B. Pal, and B. Chaudhuri, "Robust Control in Power Systems", Imperial College London, 2005.
- [48] G. K. Dill, "Projeto de Controladores Robustos para Sistemas de Potência Baseado em Otimização Paramétrica", Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2013.
- [49] D. Dotta, "Controle Hierárquico Usando Sinais de Medição Fasorial Sincronizada". Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

## **APÊNDICES**

## APÊNDICE A – INTRODUÇÃO SOBRE ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES EM SISTEMAS DE ENERGIA

### Origem das oscilações eletromecânicas

As oscilações eletromecânicas surgem devido à falta de torque de amortecimento nos sistemas elétricos de potência. A característica da inércia das máquinas e o ângulo de potência podem ocasionar oscilações de frequência entre os geradores do sistema elétrico de potência. A inércia das máquinas evita a redução da potência mecânica nos primeiros instantes após uma redução da potência elétrica. Isso faz com que o rotor acelere, provocando as oscilações. Oscilações eletromecânicas contínuas originam devido a uma perturbação, ocasionada por flutuações de carga sazonais ou se os reguladores de tensão estiverem com alto ganho e baixo torque de amortecimento. Se essas oscilações eletromecânicas não forem amortecidas, o sistema de energia pode ficar instável. Devido à essas razões, é fundamental estudar a estabilidade de pequenas perturbações dos sistemas de potência.

Um sistema de energia possui diversos modos de oscilação, como, por exemplo, os modos introduzidos pelas ações de controles de excitação e velocidades. Entretanto, os de maior interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência (inferior ou igual a 3 Hz), que estão associados ao comportamento dinâmicos dos rotores e geradores. Os modos eletromecânicos são classificados da seguinte maneira:

- Modos intra-planta: um ou mais geradores oscilam contra outro da mesma planta. Apresentam frequências de oscilação entre 2 e 3 Hz.
- Modos locais: são caracterizados pela oscilação de um gerador (ou grupo de geradores) contra o resto do sistema. O termo local é utilizado em razão das oscilações estarem localizadas em uma usina, ou em uma pequena parte do sistema. São modos com frequência entre 1 e 2 Hz.
- Modos interárea: ocorrem quando um grupo de geradores localizados em uma área oscilam contra outro grupo de geradores de outra área do sistema. Possuem frequência de oscilação igual ou inferior a 1,0 Hz.

- Modos de controle: são associados a controle de unidades de geração, como: controle de excitação, reguladores, conversores HVDC e controle de dispositivos FACTS. As frequências de oscilação são bem superiores a 3 Hz.
- Modos torcionais: são caracterizados por oscilações entre a turbina, ou fonte primária e controles do sistema. A faixa de frequências desses modos está entre 10 e 46 Hz.

### Análise modal através da linearização do Sistema Elétrico de Potência

A análise modal consiste na determinação dos modos eletromecânicos (autovalores) que dão origem às oscilações eletromecânicas nos sistemas de potência. Esses indicadores são obtidos através da linearização do sistema para um determinado ponto de operação. O sistema linearizado em torno de um ponto de equilíbrio é representado na forma de matrizes.

Um sistema elétrico de potência, incluindo os geradores, controladores, cargas e linhas de transmissão, pode ser descrito por um sistema não-linear, representado pelas seguintes equações:

$$\dot{x} = f(x, z, u) \quad (A.1)$$

$$0 = g(x, z, u) \quad (A.2)$$

$$y = h(x, z, u) \quad (A.3)$$

Onde  $x \in \mathbb{R}^n$  é o vetor de variáveis de estado,  $z \in \mathbb{R}^m$  é o vetor de variáveis algébricas e  $u \in \mathbb{R}^p$  é o vetor de variáveis de entrada do sistema. As equações diferenciais associadas aos geradores, bem como aos controladores, cargas e dispositivos dinâmicos, tais como compensadores de reativos são representados pela equação (A.1). As Equações algébricas, da conexão dos geradores do sistema elétricos às linhas de transmissão e transformadores, são representadas pela equação (2.2) e a equação (2.3) são equações algébricas de saída do sistema referentes a potência elétrica, corrente elétrica, frequência e tensão nas barras.

Linearizando-se as equações (A.1) a (A.3), em torno de um ponto de equilíbrio  $\{x_0, z_0, u_0\}$  tem-se as seguintes equações:



$$\Delta \dot{x} = \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u \quad (A.4)$$

$$0 = \frac{\partial g}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial g}{\partial u} \Delta u \quad (A.5)$$

$$\Delta y = \frac{\partial h}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial h}{\partial z} \Delta z + \frac{\partial h}{\partial u} \Delta u \quad (A.6)$$

onde  $\Delta x$  é uma variação do vetor de estados em torno do ponto de equilíbrio,  $\Delta z$  uma variação das variáveis algébricas e  $\Delta u$  uma variação do vetor de entradas. Eliminando-se o vetor de variáveis algébricas  $\Delta z$  tem-se o sistema:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (A.7)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (A.8)$$

onde A, B, C e D são as matrizes de derivadas parciais em (A.4), (A.5) e (A.6) avaliadas para o ponto de equilíbrio  $\{x_0, z_0, u_0\}$  dadas por:

$$A = \left[ \frac{\partial f}{\partial x} - \frac{\partial f}{\partial z} \left( \frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right]_{x_0, z_0, u_0} \quad (A.9)$$

$$B = \left[ \frac{\partial f}{\partial u} - \frac{\partial f}{\partial z} \left( \frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right]_{x_0, z_0, u_0} \quad (A.10)$$

$$C = \left[ \frac{\partial h}{\partial x} - \frac{\partial h}{\partial z} \left( \frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right]_{x_0, z_0, u_0} \quad (A.11)$$

$$D = \left[ \frac{\partial h}{\partial u} - \frac{\partial h}{\partial z} \left( \frac{\partial g}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right]_{x_0, z_0, u_0} \quad (A.12)$$

As matrizes A, B, C e D representam o sistema linearizado, em torno de um ponto de equilíbrio, na forma de espaço de estados, no domínio do tempo. O símbolo  $\Delta$  das equações (A.7) e (A.8) é omitido para seguir a representação padrão na forma de espaço de estados, fazendo  $x$  e  $u$  os valores incrementais.

### Análise dos Autovalores, Autovetores e Modos

Os autovalores de uma matriz  $A$  são definidos como os valores do parâmetro escalar  $z_i$  para o qual existem soluções não triviais da equação:

$$Av_i = z_i v_i \quad (A.13)$$

onde  $v_i$  é o  $i^{\text{ésimo}}$  autovetor à direita da matriz  $A$ , correspondente ao  $i^{\text{ésimo}}$  autovalor  $z_i$ .

De forma similar, um autovetor à esquerda da matriz  $A$  também pode ser representado, o qual satisfaz a equação (A.14) para um determinado  $z_i$ :

$$w_i^* A = z_i w_i^* \quad (A.14)$$

onde  $w_i^* = [w_1^*, w_2^*, \dots, w_n^*]$ , representado pelo transposto conjugado do vetor linha  $w_i$ , é o  $i^{\text{ésimo}}$  autovetor à esquerda da matriz  $A$ , correspondente ao  $i^{\text{ésimo}}$  autovalor  $z_i$ .

Para encontrar autovalores da equação (A.13) e (A.14) calculam-se as raízes da equação característica:

$$\det(A - z_i I) = 0 \quad (A.15)$$

As  $n$  soluções de  $z_i = [z_1, z_2, \dots, z_n]$ , obtidas da equação (A.15), são os autovalores da matriz  $A$ . Em notação simbólica, os autovalores são representados por:

$$z_i = x_i \pm jy_i \quad (A.16)$$

A parte real  $x_i$  está relacionada com o amortecimento do sistema e a parte imaginária  $\pm y_i$  está relacionada ao amortecimento e frequência de oscilação do sistema. O amortecimento e a frequência de oscilação, respectivamente, são dados por:

$$\xi_i = -\frac{x_i}{\sqrt{x_i^2 + y_i^2}} \quad (A.17)$$

$$f_i = \frac{y_i}{2\pi} \quad (A.18)$$

Os autovalores podem conter parte real e imaginária ou somente parte real. Um autovalor somente com parte real corresponde a um modo não-oscilatório. Um autovalor somente com parte real negativa corresponde a um modo estável não-oscilatório e um autovalor com parte real positiva caracteriza uma instabilidade monotônica. Autovalores complexos ocorrem em pares conjugados, e cada par corresponde a um modo oscilatório. Se a parte real for negativa, as oscilações são amortecidas. Por outro lado, se a parte real for positiva, as oscilações têm amplitudes crescentes, o que caracteriza uma instabilidade oscilatória.

## APÊNDICE B – PARÂMETROS UTILIZADOS NA MODELAGEM DA BATERIA

### Bateria no modelo simplificado

$$T_{fP} = 0,01 \text{ seg.}$$

$$K_{pP} = 1000$$

$$K_{iP} = 0$$

$$T_{P_{ess}} = 0,1 \text{ seg.}$$

$$P_{ess}^{m\acute{a}x} = 0,4 \text{ p.u.}$$

$$P_{ess}^{m\acute{i}n} = -0,4 \text{ p.u.}$$

$$T_{fQ} = 0,01 \text{ seg.}$$

$$K_Q = 1$$

$$T_{Q1} = 0,2$$

$$T_{Q2} = 0,1$$

$$T_{Q_{ess}} = 0,1 \text{ seg.}$$

$$Q_{ess}^{m\acute{a}x} = 0,4 \text{ p.u.}$$

$$Q_{ess}^{m\acute{i}n} = -0,4 \text{ p.u.}$$

### Bateria no modelo detalhado

#### Controle da bateria:

$$T_f = 0,01 \text{ seg.}$$

$$K_{pu} = 1000$$

$$K_{iu} = 0$$

$$u_{m\acute{a}x} = 0,4 \text{ p.u.}$$

$$u_{m\acute{i}n} = -0,4 \text{ p.u.}$$

$$i_b^{m\acute{a}x} = 5 \text{ p.u.}$$

$$i_b^{m\acute{i}n} = -5 \text{ p.u.}$$

#### Bateria:

$$n_p = 1$$

$$n_s = 1$$

$$T_m = 0,1 \text{ seg.}$$

$$SOC_0 = 0,85 \text{ p.u.}$$

$$q_e^{m\acute{a}x} = 0,97 \text{ p.u.}$$

$$q_e^{m\acute{i}n} = 0 \text{ p.u.}$$

$$q_{e0} = 0,15 \text{ p.u.}$$

$$R_p = 0,01 \text{ p.u.}$$

$$R_i = 0,01 \Omega$$

$$v_{oc} = 1 \text{ p.u.}$$

$$v_e = 2 \text{ p.u.}$$

$$\beta_{e} = -2 \text{ (1/p.u.)}$$

$$v_{b0} = 1 \text{ p.u.}$$

$$v_{p0} = 2,6997 \text{ p.u.}$$

$$K_p = 15,2984 \text{ (p.u./p.u.)}$$

$$i_{b0} = 0 \text{ p.u.}$$

Controle do Conversor de Fonte de Tensão (VSC):

$$K_{\text{mdc}} = 1$$

$$T_{\text{mdc}} = 0,01$$

$$K_d = 1$$

$$K_{\text{id}} = 0$$

$$L_{\text{ac}} = 0,0001 \text{ p.u.}$$

$$R_{\text{ac}} = 0,01 \text{ p.u.}$$

$$T_I = 0,01 \text{ seg.}$$

$$K_{\text{mac}} = 1$$

$$T_{\text{mac}} = 0,1$$

$$K_q = 1$$

$$K_{\text{dq}} = 1$$

$$T_1 = 0,2$$

$$T_2 = 0,1$$

PLL (interno ao Controle do VSC):

$$K_{\text{PD}} = 1$$

$$T_{1, \text{LF}} = 0,1$$

$$T_{2, \text{LF}} = 0,1$$

$$K_{\text{VCO}} = 1$$

Conversor de Fonte de Tensão (VSC):

$$C_{\text{dc}} = 1 \text{ Farad (F)}$$

$$L_{\text{ac}} = 0,0001 \text{ p.u.}$$

$$R_{\text{ac}} = 0,01 \text{ p.u.}$$